



**DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
RAPPORT FINANCIER
ANNUEL 2013**

Sommaire

1	Personnes responsables	4	19	Opérations avec des apparentés	276
2	Contrôleurs légaux des comptes	5	20	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	279
3	Informations financières sélectionnées	6	21	Informations complémentaires	399
4	Facteurs de risque	9	22	Contrats importants	409
5	Informations concernant l'émetteur	35	23	Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts	410
6	Aperçu des activités	39	24	Documents accessibles au public	411
7	Organigramme	169	25	Informations sur les participations	412
8	Propriétés immobilières	173		Glossaire	413
9	Examen de la situation financière et du résultat	175		Annexes	421
10	Trésorerie et capitaux	211	A	Rapport 2013 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	422
11	Recherche et développement, brevets et licences	213	B	Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration	442
12	Informations sur les tendances	221	C	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	443
13	Perspectives financières	222	D	Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes	445
14	Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	225	E	Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013	500
15	Rémunération et avantages	239	F	Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (<i>Green Bond</i>) émise par EDF en novembre 2013	514
16	Fonctionnement des organes d'administration et de direction	245	G	Table de concordance - Rapport financier annuel	518
17	Salariés – Ressources Humaines	255			
18	Principaux actionnaires	274			



Société anonyme
Au capital de 930 004 234 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

Document de référence

Rapport financier annuel 2013



Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 8 avril 2014, conformément à l'article 212-13 de son règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2012 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 267 à 365) et 20.2 (pages 366 et 367) du document de référence 2012 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2011 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 289 à 385) et 20.2 (pages 386 et 387) du document de référence 2011 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, figurant au chapitre 9 (pages 165 à 199) du document de référence 2012 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, figurant au chapitre 9 (pages 179 à 215) du document de référence 2011 du groupe EDF.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris cedex 08) et sur son site internet (<http://www.edf.com>) ainsi que sur le site internet de l'AMF (<http://www.amf-france.org>).

Dans le présent document de référence (le « document de référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société** » et « **EDF** » renvoient à EDF SA, maison mère, et les termes « **groupe EDF** » et « **Groupe** » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent document de référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits à la section 4.1 (« **Facteurs de risque** »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation ou les résultats financiers du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document de référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document de référence ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de référence, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence, notamment dans la section 6.1 (« **Stratégie** »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.1 (« **Facteurs de risque** »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document de référence a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document de référence, avant ses annexes.



Crédit photo © EDF – Sophie Brandstom

1 Personnes responsables

1.1 Responsable du document de référence

Henri PROGLIO, Président-Directeur Général d'EDF

1.2 Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion contenu dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observation.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 387 et 388 du document, qui contient des observations concernant :

- le changement de méthode comptable décrit en notes 1.2.1 et 2 relatif à l'application au 1^{er} janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée « Avantages du personnel » ; et

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 ; cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 366 et 367 du document, qui contient des observations concernant le changement de méthode comptable relatif à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi et l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 386 et 387 du document, qui contient des observations relatives notamment à l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Henri PROGLIO,
Président-Directeur Général d'EDF



Crédit photo © EDF – Stéphanie Jayet

2 Contrôleurs légaux des comptes

2.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Messieurs Alain Pons et Patrick Suissa.

KPMG SA

Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris – La Défense cedex, représenté par Monsieur Jacques-François Lethu.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une

période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de référence.

2.2 Commissaires aux comptes suppléants

BEAS

195, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine.

KPMG Audit IS

Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris – La Défense cedex.

Le mandat de la société BEAS, initialement nommée en qualité de Commissaire aux comptes suppléant par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos

le 31 décembre 2010, a été renouvelé par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La société KPMG Audit IS a été nommée Commissaire aux comptes suppléant par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 en remplacement de la SCP Jean-Claude André, pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.



Crédit photo © EDF – Aldo Sperber

3 Informations financières sélectionnées

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et

approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Informations financières sélectionnées

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous sont extraites des comptes consolidés du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 qui ont été audités par les Commissaires aux comptes d'EDF.

Les informations financières sélectionnées ci-après doivent être lues conjointement avec (i) les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») et (ii) l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au chapitre 9 du présent document de référence.

Extraits des comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012 ⁽¹⁾	2011 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	65 307
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 765	15 998	14 939
Résultat d'exploitation	8 411	8 159	8 452
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	4 825	4 672
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 517	3 275	3 148

(1) Données publiées en 2013 au titre de l'exercice 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de développement-ventes d'actifs structurés (DVAS).

(2) Données publiées en 2012 au titre de l'exercice 2011 correspondant aux données publiées en 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾	31/12/2011 ⁽²⁾
Actif non courant	183 485	181 758	163 281
Actif courant	69 697	68 085	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	3 619	241	701
TOTAL DE L'ACTIF	256 801	250 084	231 962
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	26 257	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	4 854	4 189
Provisions non courantes	62 475	61 267	53 956
Autres passifs non courants	95 290	99 350	93 925
Passif courant	57 877	58 307	51 003
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	2 289	49	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	256 801	250 084	231 962

(1) Données publiées en 2013 au titre de l'exercice 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de développement-ventes d'actifs structurés (DVAS).

(2) Données publiées en 2012 au titre de l'exercice 2011 correspondant aux données publiées en 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2013	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 189	9 924	8 497
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 275)	(14 410)	(6 791)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 011	4 657	(1 591)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(75)	171	115

Informations relatives à l'endettement financier net

La définition de l'endettement financier net a été revue en 2012 afin de prendre en compte les prêts du Groupe aux sociétés en contrôle conjoint.

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Emprunts et dettes financiers	53 313	59 932	50 034
Dérivés de couvertures des dettes	176	(797)	(834)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 459)	(5 874)	(5 743)
Actifs liquides	(12 548)	(10 289)	(9 024)
Prêts à RTE ⁽¹⁾ et aux sociétés en contrôle conjoint	(1 005)	(1 397)	(1 400)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	985	–	252
ENDETTEMENT FINANCIER NET	35 462	41 575	33 285

(1) RTE : Réseau de Transport d'Électricité (ci-après « RTE »).



CONCEPT GRID

4 Facteurs de risque

4.1	Facteurs de risque	10
4.1.1	Risques liés aux marchés européens de l'énergie	10
4.1.2	Risques liés aux activités du Groupe	11
4.1.3	Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe	16
4.1.4	Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe	20
4.1.5	Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions	23
4.2	Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF	23
4.2.1	Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe	23
4.2.1.1	Principes de gestion et de contrôle des risques	23
4.2.1.2	Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies	24
4.2.1.3	Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers	24
4.2.1.4	Gestion et contrôle du risque de contrepartie	25
4.2.2	Gestion des risques industriels et environnementaux	26
4.2.2.1	Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire	26
4.2.2.2	Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique	27
4.2.2.3	Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe	28
4.2.2.4	Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe	28
4.2.3	Assurances	28
4.2.3.1	Organisation et Politique Assurances	28
4.2.3.2	Participations aux mutuelles d'assurance internationales et primes d'assurances	29
4.2.3.3	Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)	29
4.2.3.4	Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux	30
4.2.3.5	Assurance dommages (hors biens nucléaires)	30
4.2.3.6	Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires	30
4.2.4	Gestion des crises	31
4.2.5	Éthique et vigilance	31
4.3	Facteurs de dépendance	32

4.1 Facteurs de risque

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour, pourraient avoir le même effet négatif.

En particulier, le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre législatif et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont décrits ci-après et mentionnés dans la section 4.3 (« Facteurs de dépendance »). Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie sont décrits à la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les risques présentés ci-dessous concernent les risques liés aux marchés européens de l'énergie, les risques liés aux activités du Groupe, les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe, les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe et enfin les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions.

4.1.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de l'électricité, qui est son principal marché.

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont maintenant la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)). EDF s'est préparé à faire face à la concurrence, mais la modification du paysage concurrentiel (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.) peut amener EDF à perdre des parts de marché. Cette perte de parts de marché pourrait avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amené à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence par les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa rentabilité.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Ainsi, dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit, comme en France, mener une stratégie de défense de ses parts de marché. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence, et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré de déréglementation du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle (part des énergies renouvelables, prix de marché).

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le cadre juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne, où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être défavorables au Groupe. Ces évolutions futures du cadre juridique, que ce soit en France ou à l'étranger, pourraient notamment entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

Au Royaume-Uni, par exemple, le cadre juridique encadrant l'accès des producteurs d'électricité au principal réseau britannique de transport et de distribution a été modifié en 2010. Dans ce contexte, le régulateur britannique (Ofgem) a défini fin 2012 les principes de la tarification des coûts applicables de 2013 à 2021 pour le réseau de transport et à compter de 2015 pour le réseau de distribution. De façon plus globale, la réforme du marché de l'électricité (EMR) au Royaume-Uni a été votée par le Parlement et a reçu l'approbation royale en décembre 2013.

L'ensemble de ces évolutions réglementaires dans les différents pays pourrait entraîner des coûts plus élevés pour les opérateurs et impacter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures.

Du fait de sa position sur le marché français, le Groupe court le risque d'être davantage freiné dans ses développements que ses concurrents.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché du fait de l'ouverture à la concurrence, EDF devrait rester, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture.

Les activités de transport et de distribution, assurées respectivement par RTE et par Électricité Réseau Distribution France (« ERDF »), doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation, de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire (voir section 6.2.2 (« Opérations régulées France »)).

Le débat sur la transition énergétique qui a eu lieu en 2013 pourrait se traduire, à travers la loi sur l'énergie qui devrait être votée en 2014, par des contraintes supplémentaires sur l'outil de production (part du nucléaire) et sur le système tarifaire.

Bien qu'EDF se conforme et entende continuer à se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, qui pourraient être tranchés dans un sens défavorable aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré (voir en particulier les sections 6.5.3.1 (« Législation européenne ») et 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)), ce qui pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Le 22 octobre 2013, le gouvernement a annoncé que le décret précisant les modalités d'identification et de comptabilisation des coûts constitutifs de l'ARENH devrait être publié avant la fin du premier trimestre 2014. La consultation sur le projet de décret a été lancée début mars 2014.

D'autres États européens pourraient aussi arguer que l'ouverture du marché français est insuffisante et mettre en œuvre des mesures visant à freiner le développement du Groupe dans leur propre pays.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution, qui restent détenues à 100 % par le Groupe. EDF a été et pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité des activités de transport et de distribution en France (voir la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Parallèlement, EDF continuera à supporter certains risques liés à l'exploitation, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis au même type de contraintes réglementaires.

4.1.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents, des catastrophes naturelles ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité peuvent être exposées, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, aux risques d'électrisation et d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (« CEM ») provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base des expertises réalisées ces vingt dernières années, l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Par ailleurs, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles, et que l'adoption de limites d'exposition arbitrairement faibles est injustifiée. RTE a lancé en 2010, avec l'Association des maires de France, un dispositif d'information et de mesures sur les champs magnétiques de très basse fréquence (50 Hz), à destination des maires de 18 000 communes qui sont traversées par des lignes électriques à haute et très haute tension. Ce dispositif conjoint renforce la communication existante sur les CEM et vise à répondre, en toute transparence, aux questions que peuvent notamment se poser les riverains de ces ouvrages.

L'État français accompagne et renforce les efforts de transparence de RTE sur ce sujet : en application de la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010, le décret du 1^{er} décembre 2011 institue un plan de contrôle et de surveillance des champs électromagnétiques émis par les ouvrages à haute tension. À ce titre, RTE met à disposition du public des mesures en ligne sur son site d'information dédié aux CEM « La clef des champs ». On dispose aujourd'hui des résultats de trente années de recherches, mais il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. En dépit des efforts d'information, le risque subsiste pour le groupe EDF de risques de

contentieux plus nombreux ou que la problématique conduite à l'adoption de mesures plus contraignantes et plus coûteuses pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité des installations qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (« PCB »), rejets de gaz à effet de serre, etc.). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels le gaz et le fioul) sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants, et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.2.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe »)), les mesures nécessaires de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe non seulement d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers. Cependant, de manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avèreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Un accident du type de ceux décrits ci-avant pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation, et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes, et le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé. La fréquence et l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années, en particulier l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011, pourraient notamment avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et sur les coûts des couvertures d'assurances responsabilité civile et dommages pour le Groupe. En outre, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent éventuellement les mêmes risques.

Enfin, les installations ou actifs exploités par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection ont été mis en place par EDF. De plus, des mesures de sécurité contre toutes formes d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont la variation pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (tarif réglementé de vente intégré et TURPE – voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE » »)). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent.

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été précisés dans la loi NOME du 7 décembre 2010 et figurent aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de ventes »)). Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire de bloquer les hausses de tarifs, à qualité de service équivalente, par voie d'arrêtés. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés. Certaines parties prenantes peuvent aussi remettre en cause les arrêtés tarifaires devant les tribunaux, au détriment du Groupe.

Le Groupe ne peut pas garantir que les tarifs réglementés ou de rachat seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

EDF est chargé de certaines missions, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par l'article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)).

Le développement des ENR raccordés en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre, des risques de contentieux si ERDF est conduite à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public et la mise en place des tarifs réglementés permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus en raison de la prise en charge de ces missions et de la mise en place de ces tarifs. EDF ne peut garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public, en particulier à l'occasion de la négociation d'un nouveau Contrat de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif. Ces autorisations peuvent également faire l'objet de recours administratifs pénalisant l'activité du Groupe.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique, et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Même une fois

ces autorisations accordées, elles peuvent encore faire l'objet de recours administratifs par des parties prenantes (voir en particulier la section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)). Le groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation, compensations liées aux impacts environnementaux des ouvrages à construire). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la rentabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité, son développement ou les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport, de distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : il les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) qui lui garantissent le droit exclusif d'exercice des missions de développement, d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Il résulte de la loi que seul ERDF peut être désigné comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »). Ainsi, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ERDF ne peut pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 6.5.5 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)).

Le déploiement par ERDF des compteurs « communicants » (Linky) a été planifié et segmenté en deux vagues, avec les premiers appels d'offres pour la fourniture et la pose de trois millions de compteurs qui devraient être déployés d'ici 2016. La prise en compte de ce nouvel actif dans le calcul du TURPE reste cependant à finaliser (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)).

En France, RTE est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le Ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 – voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité »)) et section 6.5.4.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. À l'échéance de chacune de ces concessions, le renouvellement suit la procédure dite « loi Sapin » (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux de la production hydraulique »)). La loi sur l'eau votée le 30 décembre 2006 a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant lors du renouvellement, et le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 précise les conditions de renouvellement de ces concessions. Dans l'hypothèse où une concession arrivée à terme ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état actuel de la réglementation, d'aucune indemnisation. Le Code de l'énergie prévoit néanmoins le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production, dès lors que ces travaux ont été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession. Les concessions dont le terme serait anticipé par l'État, par exemple dans le cas de regroupement par vallée, pourraient faire l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner, pour le concessionnaire sortant, résultant de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en

application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions. Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée aux collectivités territoriales sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque procédure de renouvellement. Le calendrier des renouvellements reste cependant à préciser.

Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Hors de France, le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie. En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe de production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, ainsi que des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). Un non-respect de ces réglementations pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, et le Groupe pourrait se trouver contraint de réparer des violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Par ailleurs, ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 6.5.8 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »)), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et ses résultats financiers.

Les règles actuelles et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux qui ne sont pas envisagés aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

Enfin, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extrafinancière et de l'image du Groupe.

Des évolutions de la réglementation en matière de certificats d'économies d'énergie (« CEE ») pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

En France, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (« CEE »), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser des obligations d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie.

Un objectif triennal d'économie est défini et réparti entre les personnes soumises à l'obligation de réaliser des économies d'énergie (les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de pénalités financières à caractère libératoire, les obligés, dont EDF fait partie, doivent avoir produit à l'issue de la période concernée des certificats d'économies d'énergie correspondant à leur obligation, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du Registre national des certificats.

EDF devrait atteindre l'objectif assigné pour la deuxième période (2011-2013), prolongée jusqu'au 31 décembre 2014. Toutefois, l'intensification de la concurrence et la diminution des principaux gisements, associés à l'accroissement des contraintes réglementaires, ont ralenti le rythme de production des CEE et en ont renchéri le coût. Ce phénomène est accentué par la crise économique, qui réduit la capacité d'investissement des ménages et fragilise la filière du bâtiment.

Dans ce contexte, les décisions politiques françaises prises en vue de la reconduction du dispositif existant pour une troisième période, à partir de 2015, sont susceptibles de conduire à une hausse significative des obligations pour EDF. Ces dispositions pourraient accroître fortement les coûts commerciaux d'EDF et rendraient nécessaires une augmentation sensible des tarifs réglementés de vente, ces derniers étant fixés par les autorités publiques. EDF ne peut donc garantir que l'augmentation des coûts commerciaux serait complètement répercutée dans les tarifs (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de délestage), et laisse subsister entre les pays des différences de prix qui seraient considérablement réduites dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficientes, car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière. S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, en particulier France-Espagne et France-Italie (les investissements étant décidés par les gestionnaires de réseaux de transport en toute indépendance vis-à-vis des producteurs), leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Au-delà, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourraient limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

Par ailleurs, l'augmentation de la production d'électricité d'origine éolienne dans certaines régions d'Europe va nécessiter une adaptation du réseau de transport au niveau européen pour pouvoir rééquilibrer l'offre et la demande. De même, pour accueillir sur le réseau de transport les nouveaux projets éoliens et photovoltaïques importants (éolien *off-shore* principalement), des développements du réseau seront nécessaires.

Des coupures de courant répétées ou d'ampleur significative du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats financiers et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être à l'origine de coupures de courant répétées, voire d'un *black-out* d'ampleur significative ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade (plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers), problèmes d'interconnexion aux frontières, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

EDF et ses filiales ont développé des plans de gestion de crise pour répondre aux catastrophes naturelles ou à des événements majeurs. Ces plans de gestion de crise sont régulièrement évalués et testés (voir section 4.2.4 (« Gestion des crises »)).

Comme les tempêtes Klaus (2009) et Xynthia (2010) en France, des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun des événements de ce type, met en œuvre des mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. RTE mène dans ce domaine une démarche ambitieuse de renforcement mécanique de son réseau aérien, qui a déjà montré son efficacité lors des tempêtes Klaus et Xynthia.

Les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

ERDF a couvert contractuellement son réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur (voir section 4.2.3.5.3 (« Couverture tempêtes »)). Les réseaux aériens de RTE et des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient quant à eux d'aucune couverture « dommages aux biens ». Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Enfin, dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté, la Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN ») (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

Malgré la mise en place d'une organisation de crise permettant de réagir avec réactivité à de tels événements (voir section 4.2.4 (« Gestion des crises »)), le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement, dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible, n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Le Groupe est exposé aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. Ainsi, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs pourraient contraindre la production nucléaire du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages. De même, la production des parcs éoliens ou solaires dépend des conditions de vent ou d'ensoleillement des sites sur lesquels ces parcs sont installés (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture »)).

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques exceptionnelles ou par des conditions de vent ou d'ensoleillement moins favorables que prévus. Le Groupe pourrait alors devoir compenser la moindre disponibilité de moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou en étant contraint de recourir au marché de gros à des prix élevés.

Les activités du Groupe pourraient être pénalisées par une conjoncture économique défavorable.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe. Un tel contexte pourrait, par exemple, remettre en question la rentabilité de certains actifs de production du Groupe, existants ou en projet, ou fragiliser certaines des contreparties du Groupe (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture »)).

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique dans les zones géographiques où il opère soient sans impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Bien que le Groupe veuille en permanence à la détection des innovations et ruptures technologiques, les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard de normalisations et standards ultérieurs éventuels, que celles utilisées par le Groupe. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des quotas d'émission de CO₂.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂. Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel de tensions majeures et de volatilité sur les marchés de l'énergie (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture »)).

Le Groupe gère son exposition aux risques principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique « Risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.2.1.2 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies »)). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les risques de liquidité et les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Par ailleurs, le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe met à mal la rentabilité de certains outils de production, en particulier les centrales thermiques à flamme, pour l'ensemble des producteurs européens. La mise en place de marchés de capacité est actuellement à l'étude dans plusieurs pays européens, mais avec des approches différentes. Cela pourrait éventuellement permettre de limiter le risque de fermeture ou de mise sous cocon de certains actifs de production, mais fait peser un risque de dépréciation sur certains actifs du Groupe.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles nucléaires) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

En cas de hausse importante et durable du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir se renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à cycle combiné à gaz, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques liés aux marchés financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers :

- le risque de liquidité : le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel. De plus, conformément à la pratique sur les marchés organisés énergétiques et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place sur certaines opérations de gré à gré par quelques entités du Groupe afin de réduire le risque de contrepartie. Compte tenu de la régulation en cours de mise en place sur les marchés dérivés, ces mécanismes d'appels de marge pourraient s'appliquer prochainement à un périmètre plus large pour le Groupe. Ceci pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités en cas de forte volatilité sur les marchés financiers et énergies (voir section 4.2.1.3.3 (« Risque de liquidité »)) ;
- le risque de change : du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et les résultats financiers (voir section 4.2.1.3.4 (« Risque de change »)) ;

- le risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie, et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 4.2.1.3.5 (« Risque actions »)) ;
- le risque de taux d'intérêt : l'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : (i) un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et (ii) un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Le risque de taux d'intérêt est également lié aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir section 4.2.1.3.6 (« Risque de taux d'intérêt »)).

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.2.1.3 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »). Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés actions.

Les évolutions de la réglementation financière pourraient impacter de manière négative la rentabilité des activités de trading et augmenter le coût des opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers.

En réponse à la crise financière de 2008 et suite aux engagements pris par les grandes puissances économiques au sommet du G20 de Pittsburgh en 2009 afin de pallier les risques systémiques, les marchés de produits dérivés ont été ou sont en cours de réforme. En Europe, cette réforme se traduit par la nouvelle réglementation EMIR (*European Markets Infrastructure Regulation*, réglementation n° 648/2012 adoptée le 4 juillet 2012 par le Parlement et le Conseil). Cette initiative européenne est répliquée dans d'autres juridictions sous une forme différente comme le *Dodd-Frank Act* aux États-Unis. Ces réformes se mettent en œuvre progressivement sous la supervision des régulateurs financiers. Elles visent, entre autres, à une généralisation de la compensation ou de la collatéralisation des opérations sur produits dérivés, mais comportent des exemptions dont peuvent se prévaloir les compagnies effectuant des transactions correspondant à des opérations de couverture au sens de la norme IAS 39.

Dans le cadre de ses activités de gestion des risques marchés énergies (qui s'inscrit dans le cadre de la politique « Risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.2.1.2 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies »))) et de gestion des risques financiers (qui s'inscrit dans le cadre des politiques internes décrites à la section 4.2.1.3 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers »)), le groupe EDF réalise des opérations sur des produits dérivés à des fins de couverture et de *trading* (uniquement sur les marchés énergies pour le *trading*).

Les compagnies du groupe EDF ayant des opérations sur produits dérivés devraient pouvoir bénéficier des exemptions prévues au titre des nouvelles réglementations. Mais les discussions sur les conditions d'application de ces exemptions sont encore en cours avec les régulateurs financiers nationaux, et ces conditions pourraient encore être modifiées par l'ESMA dans un souci d'homogénéisation d'interprétation et d'application des règles au niveau communautaire. Par ailleurs, les réglementations financières actuelles peuvent faire l'objet de modifications ou d'un durcissement de la part des autorités communautaires (voir section 6.5.8.1 (« Réglementation future au niveau communautaire »)) et restreindre de manière significative le champ d'application de ces exemptions pour les activités de *trading*.

Le Groupe ne peut donc garantir, soit sous l'impulsion directe de ces nouvelles réglementations, soit parce que les pratiques de marchés évoluent en ce sens, qu'il ne sera pas amené à compenser ou collatéraliser une plus grande partie de ses opérations sur produits dérivés ou à devoir placer tout ou partie de ses activités de *trading* sous régulation bancaire. Si tel était

le cas, cela augmenterait à terme les garanties financières (sous forme de *cash*, garanties bancaires, fonds propres, etc.) à apporter par le Groupe pour exécuter ses opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers et de *trading*, renchérissant le coût des couvertures et diminuant la rentabilité du *trading*.

La défaillance de contreparties du Groupe (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) pourrait avoir un impact sur ses activités et ses résultats.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients). La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles). Elle peut aussi avoir des conséquences sur la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 4.2.1.4 (« Gestion et contrôle du risque de contrepartie »).

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail pourrait engager la responsabilité du Groupe.

Bien que le Groupe mette en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection, décrites à la section 17.2.1 (« Les conditions de santé et de sécurité au travail »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

4.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de centrales en exploitation¹. L'électricité nucléaire représente environ 73 % de la production totale d'électricité en France². EDF exploite également, depuis 2009, des actifs nucléaires au Royaume-Uni. Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des centrales nucléaires aux États-Unis (au travers de CENG), en Belgique et en Suisse, sans toutefois en être l'exploitant. La part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France, au Royaume-Uni, en Chine et potentiellement dans d'autres pays. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Pour une part importante de ses activités de maintenance, le Groupe s'appuie sur un certain nombre d'entreprises sous-traitantes et il a, vis-à-vis de ces salariés prestataires, une Responsabilité Sociale d'Entreprise (voir section 17.4.1 (« Sous-traitance responsable »)). Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou au cours de l'entreposage, de la manutention, du transport, du traitement et du conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des centrales, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations des personnes travaillant pour le Groupe ou de la population et de l'environnement, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires et les assurances associées sont décrits aux sections 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et 4.2.3.6 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays où se produirait l'événement, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles, actuellement en cours de ratification (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)), prévoient un relèvement de ces plafonds. L'entrée en vigueur de ces protocoles modificatifs, ou toute autre réforme visant à relever les plafonds de responsabilité des exploitants nucléaires, pourrait avoir un impact significatif sur le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 4.2.3.6.3 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon le 11 mars 2011.

1. Source : Agence internationale de l'énergie atomique, Nuclear Power Reactors in the World, tableau 24, édition 2013 (chiffres au 31 décembre 2012).

2. Source : RTE, Bilan électrique 2013.

La survenance d'un accident nucléaire grave dans le monde pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire, comme le démontre l'accident nucléaire survenu au Japon, à la suite du séisme et du *tsunami* qui ont ravagé le nord du pays le 11 mars 2011. Un tel accident pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, de ne pas autoriser les prolongations d'exploitation proposées, les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire et donc aussi suspendre ou annuler tout projet de développement de centrales nucléaires en cours. Des décisions de ce type ont ainsi été prises en Allemagne (arrêt de la production d'origine nucléaire) et en Italie (arrêt des projets de construction de centrales nucléaires) à la suite de l'accident de Fukushima. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et contraignantes, qui pourraient se durcir.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et contraignantes, avec, notamment en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des conditions d'exploitation, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi sur des considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou communautaires (voir la section 6.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe.

De tels événements pourraient se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre limité d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs et prestataires dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs et de personnes disposant des compétences et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur les marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 4.3 « Facteurs de dépendance »).

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe AREVA, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 4.3 « Facteurs de

dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre-demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité politique dans un pays producteur).

Aux États-Unis, CENG s'approvisionne auprès de plusieurs fournisseurs en uranium et en services de conversion, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages. Les contrats actuels auprès de ces fournisseurs sécurisent cet approvisionnement pour plusieurs années, pour les trois centrales de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna.

Le Groupe ne peut cependant garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats de long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Pour le fonctionnement de ses centrales nucléaires, le Groupe est dépendant du bon fonctionnement des transports routiers et ferroviaires, notamment pour le combustible.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, le Groupe devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe (voir section 6.2.1.1.3.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou modifications lourdes ou coûteuses.

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc. En particulier, l'ASN a émis en 2012 une première série de prescriptions techniques qui traduisent en exigences réglementaires les enseignements tirés de l'accident de Fukushima ; certaines d'entre elles devront être réalisées sans attendre les prochaines réévaluations de sûreté et Visites Décennales. Ce programme de travail, qui doit encore faire l'objet d'études complémentaires, se traduira par des investissements supplémentaires dans les 15 ans à venir et par une anticipation de certaines dépenses déjà prévues avant l'accident (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). La mise en œuvre industrielle de ces travaux sur les installations de production se traduira par une augmentation des coûts, une sollicitation plus importante des ressources internes et du tissu industriel et est également susceptible de se traduire par une perte de disponibilité dans les années à venir.

Le Groupe exploite ou détient des participations dans des centrales nucléaires ailleurs dans le monde, notamment au Royaume-Uni et aux États-Unis, et peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France, des décisions des autorités de sûreté, impliquant des travaux complémentaires, pourraient être prises.

Il ne peut être exclu également que, malgré la maintenance effectuée sur ses centrales par le Groupe, certaines d'entre elles ne puissent fonctionner à leur pleine puissance, compte tenu notamment du vieillissement de certains matériels.

L'ensemble de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà des durées prévues actuellement, voire ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance.

En France, dans le cadre des études associées aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une décision prise réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à allonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans. L'ASN a fait examiner les propositions d'amélioration faites par EDF par le groupe permanent « réacteurs » en 2012, qui a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et, pour certaines, renforcées (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra toutes les autorisations. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissements.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 35 et 47 ans en moyenne pour les centrales du type réacteur avancé au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP), avec un objectif d'allonger de 7 à 10 ans la durée de fonctionnement des centrales RAG les plus récentes et de 20 ans celle de la centrale REP (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production Nucléaire »)). Néanmoins, compte tenu des règles de sûretés applicables au Royaume-Uni, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Aux États-Unis, une durée d'exploitation de 60 ans¹ a été accordée par l'autorité américaine de sûreté nucléaire (*Nuclear Regulatory Commission* – « NRC ») pour toutes les centrales nucléaires de CENG dont les mises en service se sont échelonnées entre 1970 et 1988 (voir section 6.3.3.2.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »)). CENG est la joint venture créée par EDF et Constellation Energy Group (« CEG ») à laquelle ont été transférés les actifs nucléaires précédemment détenus par CEG. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur cette durée, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations.

L'ensemble de ces événements pourrait avoir, en cas d'occurrence, un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Une décision des pouvoirs publics français conduisant à l'arrêt d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le Groupe.

Lors du débat sur la transition énergétique, en 2013, le Président de la République et le gouvernement français ont pris l'engagement de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité française de 75 % à 50 % à terme. Cet objectif pourrait conduire à des décisions d'arrêt prématuré d'une ou plusieurs tranches du parc d'EDF ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une décision du pouvoir politique, traduite dans le projet de loi sur l'énergie qui devrait être proposé au Parlement en 2014 (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)). De même, une décision d'arrêt global de toute production nucléaire à une échéance déterminée n'est pas à exclure totalement. Enfin, il pourrait être décidé l'arrêt de nouveaux projets de construction nucléaire, pour lequel le Groupe a déjà investi des sommes importantes. Ces événements auraient des conséquences négatives significatives sur les perspectives, la situation financière, les résultats et l'image du Groupe, qui le conduiraient à demander des dédommagements sans certitude de les obtenir.

La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de servir de modèle pour la construction de nouvelles installations à l'étranger.

En décembre 2012, EDF a révisé à la hausse le coût de construction du projet Flamanville 3, celui-ci atteignant 8,5 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2012. Ces éléments sont confirmés fin 2013, et la première production commercialisable est prévue en 2016. Le Groupe pourrait ne pas obtenir, ou voir remises en cause par des décisions judiciaires ou administratives, les autorisations nécessaires à l'achèvement de la construction, à la mise en service et à l'exploitation. S'agissant, notamment pour l'EPR de Flamanville, d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors du développement, de la construction et du début d'exploitation des EPR. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction d'autres EPR, modifier les calendriers de mise en service ou affecter leurs performances. En outre, le coût global de construction pourrait être supérieur aux estimations d'EDF.

Au Royaume-Uni, le groupe EDF et le gouvernement britannique sont parvenus à un accord en octobre 2013 sur les principaux termes du contrat d'investissement relatif à la construction de deux réacteurs EPR sur le site de Hinkley Point C. Le projet bénéficierait d'une garantie de financement dans le cadre du programme mis en place par le gouvernement britannique. Ce projet serait développé avec d'autres investisseurs.

La décision finale d'investissement est soumise à un certain nombre de conditions, notamment :

- un accord sur l'ensemble du contrat d'investissement ;
- la finalisation des accords avec les partenaires industriels et sur le financement de la dette ; et
- la décision de la Commission européenne au titre des règles sur les aides d'État.

En cas de désaccords sur ces différents points, la décision d'investissement et l'ensemble du projet pourraient ne pas aboutir.

Le programme EPR est une composante essentielle de la stratégie du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

1. Sauf pour *Nine Mile Point 2*, qui a une durée d'exploitation de 58 ans.

Le Groupe reste responsable de la plupart des combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à haute et moyenne activité à vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). En France, en tant qu'exploitant et producteur de déchets, EDF est légalement responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, des opérations de traitement et de la gestion à long terme des déchets radioactifs qui en sont issus, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation applicable sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe (en particulier, en France, le groupe AREVA et l'ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où le Groupe serait reconnu responsable pour des dommages causés aux tiers, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme du 30 décembre 1991 et du 28 juin 2006 relatives à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue constituera des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la loi du 28 juin 2006, et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ni quelles en seront certaines orientations techniques, ce qui est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets et sur la responsabilité et les coûts qui en résulteront pour EDF.

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production Nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy »)). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

La directive n° 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 témoigne de la volonté de la Commission d'établir un cadre communautaire partagé pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

Aux États-Unis, et conformément au *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA »), CENG est partie aux contrats conclus avec le *Department of Energy* (« DoE »). À ce titre, CENG verse depuis novembre 2009 les contributions prévues par le NWPA pour financer le coût de construction par le DoE d'un stockage fédéral pour l'entreposage définitif du combustible usé (CEG ayant versé ces contributions jusqu'en novembre 2009). Compte tenu du fait que le DoE a déclaré ne pas pouvoir prendre possession du combustible usé avant 2020 (et non 1998 comme prévu initialement), CEG puis CENG ont été contraints d'entreprendre des actions supplémentaires et de supporter les frais afférents à l'installation de structures de stockages sur site, permettant l'exploitation des centrales jusqu'à la mise à disposition du stockage fédéral (voir section 6.3.3.2.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) » – « Combustible nucléaire »)).

Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets pourraient s'avérer insuffisantes.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec AREVA en décembre 2008 et décliné dans un accord signé le 12 juillet 2010, qui couvrait la période 2008-2012. Une négociation est engagée avec AREVA pour définir les conditions du traitement-recyclage à partir de 2013 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2013 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets nucléaires (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Si la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs conforte, sans exclure d'autres axes de recherches complémentaires, que les « déchets radioactifs ultimes » doivent faire l'objet d'un stockage en couche géologique profonde, le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue sera considéré comme tel, ni dans quel délai ce type de stockage, s'il était retenu, pourrait être effectué. En conséquence, le coût final de la gestion à long terme de déchets du Groupe pourrait être supérieur aux provisions constituées dans ses comptes. Un nouvel exercice de chiffrage du coût du stockage profond est en cours, sous le pilotage de la DGEC ; les premières estimations devraient être disponibles en 2014.

Aux États-Unis, CENG a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme pour les déchets nucléaires.

Le Groupe ne peut garantir que le montant des provisions constituées s'avérera suffisant. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, l'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important. Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération en France) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service.

Pour la France et les États-Unis, le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues pour la déconstruction et pour la gestion des derniers cœurs. L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives

et de la disponibilité au moment nécessaire des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement ou à l'entreposage des colis de déchets (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). Un centre de stockage dédié aux déchets à faible activité et vie longue (FAVL), comme le graphite, était prévu par la loi du 28 juin 2006. Les premières recherches de site n'ayant pas abouti, l'ANDRA a relancé en 2013 une nouvelle recherche et doit présenter le résultat de ses travaux avant la fin de l'année 2015. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Au Royaume-Uni, en vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production Nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy »)).

Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants et entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élevait, au 31 décembre 2013, à 21,7 milliards d'euros pour EDF contre 17,6 milliards d'euros au 31 décembre 2012 (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Depuis l'intégration de la créance CSPE en février 2013, le montant des actifs dédiés couvre l'intégralité des passifs nucléaires éligibles (voir section 6.5.6.2.2 (« Règlementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Ces actifs dédiés pourraient, au moment du paiement effectif, s'avérer insuffisants, si les charges réelles étaient différentes, ou si l'échéancier des dépenses de déconstruction ou de stockage était modifié, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou communautaires pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)), le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ») pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund* – « NLF »). L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production Nucléaire »)).

Aux États-Unis, conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États concernés, CENG a constitué des fonds strictement dédiés à la couverture des coûts de déconstruction des centrales. La stratégie de mise en place de ces fonds repose sur l'estimation des coûts nécessaires à la déconstruction et des échéances associées de décaissements. L'estimation par CENG des revenus générés par ces fonds a reposé sur différents facteurs, notamment la stratégie d'allocation d'actifs applicable aux investissements, les taux de rendement historiques et les conditions de marché. Il est prévu à ce jour que les activités de déconstruction se déroulent jusque dans les années 2080-2090. Tout changement affectant les coûts ou les délais des activités de déconstruction, ou tout changement affectant

les revenus générés par les fonds, serait susceptible d'avoir un impact sur la capacité des fonds à couvrir les coûts de déconstruction des centrales, ce qui pourrait conduire CENG à procéder à des décaissements supplémentaires.

De tels événements pourraient impacter négativement la situation financière du Groupe.

4.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Le Groupe entend poursuivre son développement dans les métiers de l'électricité, du gaz et des services énergétiques, en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont-aval, stratégie de commercialisation, développement dans les énergies renouvelables ou dans d'autres modes de production : le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les centrales à cycle combiné gaz, etc.). Il met ainsi en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière »), et de cessions.

En ce qui concerne la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir le développement escompté ou la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international, ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (notamment en Chine et au Royaume-Uni). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique actuel, être retardée. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Dans le domaine des énergies nouvelles, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF EN (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est cependant souvent dépendante des politiques de soutien mises en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que les régimes de soutien n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres de vente conjointe gaz et électricité (voir section 6.4.2 (« Activités gaz »)). Les perspectives en termes d'offre et de demande de gaz au niveau mondial évoluent (essor des gaz non conventionnels, notamment aux États-Unis, augmentation des besoins des pays émergents, etc.). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accroître, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones, avec des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives,

mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockages, gazoducs, terminaux GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation, disposer de la flexibilité nécessaire et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe, y compris les entités non contrôlées. Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera toujours en mesure, à des conditions financières compétitives, soit de disposer de sources d'approvisionnement en gaz (par ses contrats à long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Enfin, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, dans une logique de développement durable. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, et celui de l'efficacité énergétique possède un réel potentiel de développement (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)). L'intégration à terme de Dalkia France dans le Groupe devrait permettre de renforcer ce pôle de compétences et de développement (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)). Le Groupe ne peut garantir que son offre de services se développera avec succès ni qu'il sera en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus et rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, ses résultats financiers et ses perspectives.

Les opérations d'acquisition et de cession du Groupe sont porteuses de risques et sont susceptibles de ne pas toujours atteindre les objectifs visés.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe a réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations, ainsi que des fusions ou créations de sociétés communes (joint ventures), et plus généralement toutes opérations de croissance externe (voir section 9.2.2.2 (« Participations et partenariats »)).

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptés ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (iv) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (v) le Groupe pourrait être contraint de ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses ou défavorables ; (vi) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (vii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévues pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des acquisitions futures ou réalisées pourraient ne pas se vérifier dans les délais et aux niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs ou de participations. Dans le cadre de ces opérations de cession, le Groupe peut accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes

contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe peut ne pas détenir la majorité de contrôle ou partager le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Certaines activités du Groupe sont, ou pourraient être à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises, ce qui pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour le groupe EDF.

L'organisation en place depuis l'ouverture du marché, qui se caractérise par la séparation des activités régulées et des activités en concurrence, peut encore se traduire par des difficultés pour le client susceptibles d'avoir un impact sur l'image du Groupe et notamment sur le fournisseur d'énergie.

Risques liés aux Systèmes d'Information.

Le Groupe exploite des Systèmes d'Information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, bases de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe. En particulier, si les Systèmes d'Information ou les accueils téléphoniques mis en place, à mettre en place, ou devant être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités du groupe EDF.

Le Groupe a donc mis en œuvre une politique de renforcement et d'amélioration de ses programmes de secours de ses Systèmes d'Information qui sont testés annuellement. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces programmes ne connaissent pas des difficultés techniques de déploiement ou des retards de mise en œuvre, ce qui pourrait, en cas de sinistre majeur, avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'État français, en sa qualité d'actionnaire majoritaire, peut intervenir dans des décisions importantes pour le Groupe.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

Une partie non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et de GrDF, les deux filiales de distribution des groupes EDF et GDF Suez). Un certain nombre de décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur les modalités de gestion de ses ressources. En outre, EDF et GDF Suez pourraient avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 6.2.2.2.4 (« Service commun et international »)).

Le Groupe exerce ses activités dans de nombreux pays et peut se trouver exposé à des périodes d'instabilité politique, économique ou sociale.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances spécifiques affectant les activités énergétiques ou des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influencer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe dans un sens contraire à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'*Independent Power Plants* (« IPP ») dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité à long terme ou des clauses de *pass-through* lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité nucléaire ou « charbon propre », le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation et une anticipation continues de ses compétences, notamment fonctionnelles et géographiques.

En France, une part importante du personnel d'EDF atteint chaque année l'âge de la retraite, malgré l'impact de la réforme du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, sur le périmètre d'EDF SA, environ 30 % des effectifs pourraient partir à la retraite dans les dix prochaines années (voir section 17.1 (« Emploi et développement des compétences »)). Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances et de faire face à la concurrence pour recruter les personnes les plus compétentes.

Le groupe EDF considère le développement des compétences comme un enjeu majeur et met donc tout en œuvre pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013). En France, à ces engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension, selon les cas, ces actifs ne permettant fin 2013 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou aux États-Unis, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses résultats financiers.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure des conflits sociaux et perturbations, comme des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux qui pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe a mis, et est susceptible de mettre en œuvre, des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et renforcer sa flexibilité financière. Le Groupe a ainsi initié fin 2012 un nouveau programme « SPARK », en complément de « Synergies et Transformation Groupe » et visant à optimiser les achats touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements. Des gisements de gains de l'ordre de 1 milliard d'euros dès 2013 avaient été identifiés par le Groupe en 2012, ils ont été révisés à la hausse à 1,2 milliard d'euros. Cet objectif a été dépassé fin 2013 pour atteindre 1,3 milliard d'euros d'économies. Le Groupe ne peut cependant garantir que les programmes d'amélioration de la performance qu'il décide de mettre en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont été établis selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2013 (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Ce référentiel évolue, et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe étudie l'impact potentiel de ces normes ou interprétations mais ne peut préjuger ni de leur évolution ni de leurs impacts éventuels sur ses états financiers consolidés.

4.1.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

Volatilité significative du cours des actions.

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le groupe EDF, ses concurrents, les conditions économiques en général ou le secteur de l'énergie

en particulier, résultant par exemple de décisions politiques en matière de politique énergétique.

Fluctuations du taux de change.

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros, et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

Risques liés aux cessions par l'État d'actions EDF.

Au 31 décembre 2013, l'État détenait 84,49 % du capital d'EDF. Si l'État décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'État, ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

4.2.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel (voir le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, reproduit en annexe A du présent document de référence).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques mis en œuvre par la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG ») sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela : identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines, en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques afin que chaque manager ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

4.2.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

D'une façon générale, la gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées (RTE et ERDF) ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, EDF élabore annuellement la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ou sous contrôle conjoint (à l'exception de Dalkia International), sur la base des déclarations de ces dernières. La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité exécutif d'EDF et d'une présentation au Comité d'audit du Conseil d'administration de la Société (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)).

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant sur les risques majeurs identifiés. Le processus global de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : la politique en matière d'assurances et sa mise en œuvre (voir section 4.2.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif, Comité Amont-Aval Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements à long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés au Comité des engagements du Comité exécutif.

RTE

Concernant RTE, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :

- au niveau national, le Comité exécutif de RTE valide semestriellement la cartographie de ses risques majeurs, qui est ensuite présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit du Conseil de surveillance de RTE. Le Comité exécutif fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La Direction de l'Audit et des Risques de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau des différents métiers de RTE, les directeurs ont la responsabilité d'effectuer leur propre analyse des risques liés à leurs activités et d'en assurer la maîtrise par la mise en œuvre d'actions appropriées au sein des entités concernées. Ils en assurent la surveillance et le *reporting* au niveau national via un dispositif d'évaluation dont les résultats sont consolidés annuellement par la Direction de l'Audit et des Risques de RTE.

ERDF

ERDF identifie et gère ses risques suivant la méthodologie du Groupe. Le contrôle des risques est réalisé en application des principes de contrôle du Groupe et est assuré par une filière indépendante des entités opérationnelles d'ERDF, pour vérifier, avec une assurance raisonnable, la maîtrise des activités :

- une cartographie des risques majeurs au périmètre d'ERDF est mise à jour chaque semestre. Après validation par le Directoire d'ERDF, elle est présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit d'ERDF et au Conseil de surveillance. Pour chaque risque majeur identifié, un responsable, membre du Comité exécutif d'ERDF, est désigné, et un coordinateur national est chargé de mettre en œuvre les plans d'actions de couverture des risques associés. Un programme annuel d'audits nationaux commandités par le Comité exécutif d'ERDF construit à partir de l'analyse des risques et conduit par la Direction de l'Audit – Contrôle Interne – Risques d'ERDF complète le dispositif de contrôle ;
- chaque Direction opérationnelle en région et chaque Direction fonctionnelle métier a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités. Pour ce faire, elle conduit en amont une analyse de risques, selon la méthodologie transverse au sein d'ERDF. Les plans de contrôle interne font l'objet d'un *reporting* et d'une consolidation au niveau national.

L'état d'avancement du programme d'audit et l'efficacité des actions d'amélioration menées font également l'objet d'une validation par le Directoire et d'une présentation semestrielle en Comité de Supervision Économique et d'Audit, puis en Conseil de surveillance. Le bilan du contrôle interne est validé, puis présenté annuellement, respectivement dans les mêmes instances.

4.2.1.2 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies

Les facteurs de risque relatifs aux marchés de gros de l'énergie et de permis sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés à l'activité du Groupe ») ci-avant.

4.2.1.2.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique « Risques marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel (voir section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

Concernant Edison, entité dont EDF assure depuis 2012 le contrôle opérationnel, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies a débuté en 2012 avec la consolidation des positions d'Edison dans le profil des risques du Groupe. Il se poursuit dans le cadre du projet d'intégration d'Edison à la politique de risques du Groupe, qui couvre l'ensemble des métiers et des activités de la filiale (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Concernant Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), entité co-contrôlée, la politique « Risques marchés énergies » est revue dans le cadre de ses instances de gouvernance.

La politique « Risques marchés énergies » du Groupe vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs de production et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés à un risque, non couvrable sur les marchés, compte tenu de différents facteurs tels que le manque de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, susceptible d'impacter de manière significative les résultats du Groupe.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe. À ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict (voir section 6.5.7 (« Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie »)).

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies font l'objet d'indicateurs de pilotage, de limites et de *scenarii* de sensibilité des positions, permettant d'assurer la maîtrise de ces risques (voir section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

4.2.1.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques liés aux marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et fixant les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans) ;
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte, impliquant la Direction du Groupe en cas de dépassement de limites de risques.

Concernant les entités dont EDF n'a pas le contrôle, le processus de contrôle est revu dans le cadre des instances de gouvernance de ces entités.

L'exposition consolidée des risques liés aux marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif de la Société. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

4.2.1.3 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers

Les facteurs de risque relatifs aux marchés financiers sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

4.2.1.3.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés financiers

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »)) qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change et de taux d'intérêt), applicable à EDF et aux filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions principalement au travers des actifs dédiés à la couverture des engagements nucléaires de long terme, pour laquelle un cadre de gestion spécifique s'applique, au travers des fonds externalisés au titre des avantages au personnel, et plus marginalement au travers de sa gestion de trésorerie

par des titres de participations directes. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

Chaque évolution du cadre de gestion financière doit être soumise pour validation au Comité d'audit et au Conseil d'administration d'EDF.

4.2.1.3.2 Organisation du contrôle

Le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (« CRFI ») de la Direction Contrôle des Risques Groupe est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Il assure le contrôle de la salle des marchés pour les activités « trésorerie », de la Division Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et de la Division EDF Invest (portefeuille non coté) pour celles liées aux actifs dédiés. CRFI a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur EDF et les entités dont elle assure le contrôle opérationnel :

- concernant le contrôle des activités de « trésorerie » : un suivi quotidien des positions au travers d'indicateurs de risques est effectué par CRFI avec un point d'information hebdomadaire dans le cadre du Comité de Coordination Opérationnelle de la Direction Financements et Investissements de la Direction Financière (« DFI »). En cas de dépassements de limites, les actions correctrices sont décidées en commun accord entre CRFI et la salle des marchés, les arbitrages éventuels étant remontés au Comité Marchés de la Direction Financière, qui statue, le cas échéant, sur les modifications de limites spécifiques nécessaires ;
- concernant le contrôle de l'activité « actifs dédiés » : un suivi mensuel des positions est effectué par CRFI et donne lieu à un *reporting* qui est communiqué mensuellement au Comité de Gestion Opérationnelle pour le suivi du portefeuille financier. Les risques supportés par le portefeuille y sont discutés et, le cas échéant, des actions de réduction du risque sont décidées dans le cadre de ce comité. Avec la création à l'été 2013 de la division EDF Invest, dédiée à l'investissement dans des actifs non cotés, un cadre de contrôle spécifique est en cours d'installation. Le Comité de suivi des actifs dédiés reste l'organe de pilotage et de suivi des risques liés à l'ensemble du portefeuille des actifs dédiés.

De plus, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles. Le dispositif de contrôle interne recouvre deux niveaux de contrôle :

- le contrôle interne exercé à la maille de la DFI : l'animateur de contrôle interne, directement rattaché au Directeur Financements et Investissements, est en charge d'élaborer et de réaliser un plan de contrôle interne annuel ;
- le contrôle exercé par la Direction de l'Audit Groupe, qui programme annuellement des audits sur les activités liées aux marchés financiers et au contrôle des risques financiers.

Par ailleurs, EDF peut mandater, si nécessaire, des cabinets externes pour auditer les procédures de contrôle des risques financiers.

4.2.1.3.3 Risque de liquidité

La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.5.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des *stress tests*. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

Dans le contexte de crise financière, EDF a renforcé le suivi et le contrôle du risque de liquidité lié aux appels de marge sur les marchés financiers et énergies. Des indicateurs de risques spécifiques ont ainsi été mis en place depuis 2009 pour contrôler les besoins de liquidité liés aux appels de marges

en place sur les marchés énergies et financiers. De plus, un Comité de pilotage assure le suivi des besoins de liquidité associés aux activités marchés énergies et décide, le cas échéant, des mesures correctives à mettre en œuvre.

4.2.1.3.4 Risque de change

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devise : chaque entité effectue le financement de ses activités, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement de l'actif au passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple entre rendement et risque. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devise : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars américains, et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison et EDF Énergies Nouvelles) mettent en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

Les éléments de mesure du risque de change sont exposés à la section 9.5.1.3 (« Gestion du risque de change »).

4.2.1.3.5 Risque actions

La gestion de ce risque est exposée aux sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

4.2.1.3.6 Risque de taux d'intérêt

Afin de limiter son exposition au risque de taux d'intérêt, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou d'augmentation des charges financières.

Ces éléments sont exposés à la section 9.5.1.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.2.1.4 Gestion et contrôle du risque de contrepartie

Les facteurs de risque relatifs au risque de contrepartie sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

Le groupe EDF est exposé au risque de contrepartie, qui se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

En conséquence, une politique « Gestion du risque de contrepartie du Groupe », validée par le Conseil d'administration, est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel. Cette politique prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information.

Trois grands principes sont au cœur du dispositif : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. La politique fixe également une limite pour le Groupe qui s'applique à chaque contrepartie. En complément de cette limite par contrepartie au niveau du Groupe, il a été instauré depuis 2007 une limite supplémentaire par contrepartie, applicable au niveau de chaque entité d'EDF ou filiale du Groupe contrôlée de façon opérationnelle. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité, et l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie est actualisée trimestriellement pour l'ensemble des filiales contrôlées et mensuellement pour l'ensemble des entités ayant une activité sur les marchés énergies ou financiers. Le groupe assure aussi une veille active sur ses contreparties majeures (voir la section 9.5.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit »).

Par ailleurs, conformément à la pratique sur les marchés énergies et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire au minimum le risque de contrepartie.

Les filiales de RTE et ERDF qui interviennent aussi sur les marchés énergies au titre des achats de pertes appliquent également les principes de suivi régulier de leurs contreparties et d'attribution de limites pour chaque contrepartie en fonction de critères définis par leurs organes de gouvernance. Dans le cadre de ses achats de pertes, RTE assure également un suivi régulier de ses contreparties selon des critères qu'il a définis.

4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.2.2.1 Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-avant.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation, jusqu'à la déconstruction.

Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents, internes et externes (voir ci-dessous et section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)), et la pertinence de l'organisation et des dispositifs en place est réexaminée de manière continue, en fonction notamment de l'évolution des connaissances et de l'expérience. Dans ce cadre, le Groupe a toujours participé activement à l'analyse du retour d'expérience des accidents survenus par le passé. Il a ainsi pu tirer tous les enseignements des accidents de Three Mile Island (1979) et de Tchernobyl (1986), qui ont amené de profondes améliorations matérielles et organisationnelles de la sûreté des installations nucléaires. Cette démarche de retour d'expérience est aujourd'hui poursuivie pour intégrer le retour d'expérience des événements survenus au Japon en mars 2011. EDF a ainsi rapidement proposé, en matière d'amélioration de la sûreté, des pistes de prise en compte des premiers enseignements tirés de cet accident, concernant (i) la réévaluation des situations de séisme et d'inondation, (ii) la prise en compte de perte simultanée des sources électriques et de la source froide et (iii) la prise en compte de situation de fusion du cœur.

En France

La réalisation du parc nucléaire a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au

fonctionnement propre des installations, à des agressions internes ou externes ou à des catastrophes naturelles. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement) permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation continue des matériels, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, du *process* et de l'organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire français du Groupe font l'objet de multiples contrôles internes, assurés en particulier par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président-Directeur Général d'EDF, mais aussi externes, assurés notamment par l'ASN, qui est une autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle. L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français ; dix environ sont d'une ampleur nationale. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

À la suite de l'accident de Fukushima, EDF a remis en septembre 2011, comme demandé par l'ASN pour tous les exploitants d'installations nucléaires, les rapports concernant les évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») pour ses installations (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). L'ASN considère dans son rapport sur les ECS remis début janvier 2012 au Premier Ministre que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant qui n'exige aucun arrêt immédiat de l'une d'entre elles, tout en émettant en juin 2012 une première série de prescriptions techniques. EDF a élaboré, autour d'un « noyau dur », un plan d'actions qui se déroulera sur plusieurs années, et qui traitera les études complémentaires et les modifications décidées. Ce plan sera finalisé une fois connues précisément l'ensemble des prescriptions de l'ASN.

Par ailleurs, dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation accidentelle par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, dénommé la « Force d'Action Rapide Nucléaire » (« FARN »), permet, depuis fin 2012, d'intervenir sur une tranche de n'importe quel site en difficulté, et sa capacité d'intervention sera progressivement augmentée d'ici à 2015. Il vient en renforcement de l'organisation de crise déjà existante (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

Au Royaume-Uni

La sûreté et la fiabilité des centrales nucléaires d'EDF Energy reposent sur une démarche qui intègre dès leur conception, à travers les caractéristiques techniques des installations et les systèmes de sauvegarde, la notion de défense en profondeur.

Le maintien et l'amélioration de la sûreté des installations en cours d'exploitation sont assurés par la mise en place d'actions fondées sur une évaluation régulière des risques susceptibles d'affecter les centrales, notamment les événements extrêmes. Le principal objectif poursuivi est d'empêcher la survenue de tout événement susceptible d'entraîner l'émission de radiations potentiellement dangereuses pour le public, le personnel d'EDF Energy ou l'environnement.

La sûreté fait également partie intégrante des conditions d'exploitation imposées par les licences des sites, délivrées conformément au *Nuclear Installations Act* et mises en œuvre sous l'égide de l'*Office for Nuclear Regulation* (« ONR ») et de l'*Agency of the Health and Safety Executive* (« HSE »). Un inspecteur de l'ONR est affecté à chaque centrale, afin de

contrôler le respect des conditions fixées par la licence du site, et a le pouvoir de décider sa mise à l'arrêt, le cas échéant. La démarche sûreté des centrales s'appuie ainsi sur des normes et des procédures d'exploitation strictes, sur des compétences professionnelles ainsi que sur un processus d'organisation et de planification des tâches, qui permettent de répondre à un niveau d'exigence élevé, et de garantir pour chaque activité la conformité aux normes d'assurance qualité en vigueur.

Au titre du *Nuclear Installations Act*, des *Ionising Radiation Regulations* de 1999 et de la *Radiation Emergency Preparedness and Public Information Regulation* (« REPPRI »), il est nécessaire de garantir la sécurité du fonctionnement des centrales à travers la prévention des accidents et la maîtrise des situations de crise, tout en répondant au besoin de protection du personnel sur site et du public. Il est donc indispensable, conformément aux exigences des licences, de pouvoir démontrer aux organismes tiers et au public que l'organisation prévue pour faire face à toute situation de crise a été rigoureusement anticipée, notamment par la formation du personnel et la répétition régulière des exercices de crise. Les autorités locales et les autres parties prenantes externes doivent être consultées dès lors que ces mesures les concernent.

À la suite des événements de Fukushima au Japon, le secrétaire d'État britannique a demandé à l'autorité de sûreté nucléaire d'établir un rapport sur les impacts pour le Royaume-Uni. L'inspecteur en chef responsable de la sûreté nucléaire, le Dr Weightman, a présenté son rapport final le 11 octobre 2011. Ce rapport confirme qu'il n'y a aucune raison de changer les stratégies actuelles d'implantation des nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le régulateur se déclare satisfait des réponses et des plans lancés par le gouvernement britannique et l'industrie nucléaire en réponse à ce rapport.

Les réponses d'EDF à l'ONR dans le cadre de l'élaboration du rapport Weightman ont été intégrées dans une évaluation complète de la sûreté coordonnée par une équipe de professionnels expérimentés du secteur nucléaire et vérifiée par des experts indépendants. Cette évaluation a confirmé le bon niveau de sûreté de la conception du parc nucléaire d'EDF Energy et la robustesse des centrales ainsi que leur capacité à fonctionner de manière sûre, même dans les *scenarii* les plus extrêmes, y compris dans des conditions dont la probabilité de survenance est extrêmement faible au Royaume-Uni. Néanmoins, EDF Energy a identifié des voies nouvelles permettant d'améliorer encore le niveau de sûreté actuel, déjà très élevé, qui impliquent des investissements dans des équipements de secours supplémentaires liés à l'alimentation électrique du système de refroidissement, aux équipements de refroidissement de la piscine du combustible, aux commandes d'urgence et équipements de contrôle et afin d'augmenter le nombre d'entraînements sur la gestion d'accidents pour le personnel technique clé.

Aux États-Unis

Aux États-Unis, la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire sont contrôlées par la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »). De plus, l'*Institute of Nuclear Power Operations* (« INPO »), qui réunit l'ensemble des exploitants nucléaires américains, réalise des évaluations et des analyses, avec pour objectif l'excellence dans l'exploitation.

CENG, société co-contrôlée par EDF et Exelon, a mis en place un mécanisme de remontée d'informations concernant la sûreté et la qualité d'exploitation, à la fois en continu et ponctuellement en cas d'événement. En continu, l'équipe de direction de CENG présente aux deux sociétés mères, dans le cadre du Conseil d'administration et du Comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation, les principaux résultats et dossiers de sûreté et de qualité de l'exploitation et propose des actions d'amélioration correspondantes. En cas d'événement majeur, le *Chief Nuclear Officer* de CENG informe directement les membres du Conseil d'administration. Le responsable communication de CENG informe également les responsables communication d'EDF et d'Exelon.

Aux États-Unis, comme en Europe, l'accident de Fukushima a conduit à une réévaluation de la conception, des stratégies de prévention des accidents et du matériel de toutes les centrales nucléaires. Peu après l'accident, à l'initiative de l'industrie nucléaire, un projet a été lancé (*Fukushima Lessons Learned Implementation Project*) pour mettre en œuvre toutes les actions requises

ou jugées prudentes en réponse aux événements de Fukushima. Le 12 mars 2012, la NRC a adressé aux exploitants une première série d'instructions et de demandes d'informations pour répondre au noyau dur (*Tier 1*) du rapport de la *Near Term Task Force* (« NTTF » – « Recommandations pour améliorer la sûreté des réacteurs au XXI^e siècle »). Depuis, la NRC et les groupements d'industriels, comme le *Nuclear Energy Institute* (NEI), ont continué à développer et produire des guides, des prises de position et divers documents (FAQ...) pour fournir à l'industrie nucléaire les informations complémentaires pour répondre à la fois à l'esprit et à la lettre des nouvelles réglementations. En complément, l'INPO a produit au total cinq rapports (*Level 1 INPO Event Reports*) demandant aux industriels de prendre en compte leurs recommandations à la suite des événements de Fukushima.

Tout au long de ce processus, CENG est resté aligné sur l'ensemble de l'industrie nucléaire en plaçant la priorité sur les modifications qui apportaient les améliorations les plus notables en termes de sûreté des tranches. Des progrès significatifs ont été réalisés par CENG en prenant en compte les recommandations et les exigences nouvelles. En particulier :

- efficacité des rondes pour identifier et corriger les défauts, par rapport aux bases de la conception, face au risque de séisme et d'inondation ;
- réévaluation des risques d'inondation en utilisant des données réactualisées et les dernières méthodes de calcul ;
- achat et modification des branchements pour utiliser des équipements mobiles en cas de perte de l'alimentation électrique. Ceci inclut également la révision des procédures à utiliser par les équipes de crise sur l'utilisation de ces moyens ;
- établissement de plans intégrés détaillés pour chaque site en réponse à une perte des sources électriques. Ces plans ont été soumis à la NRC en février 2013 ;
- études de conception pour les nouvelles stratégies de ventilation de l'enceinte de confinement à Nine Mile Point ;
- études de conception et choix d'une technologie d'instrumentation du niveau d'eau de la piscine contenant le combustible usé ;
- vérification de la capacité à communiquer en cas de perte des sources électriques ;
- réponses aux cinq recommandations de l'INPO.

Pour pouvoir répondre à toutes les exigences réglementaires du noyau dur (*Tier 1*) de la NRC, CENG doit fournir toutes les analyses nécessaires à une première réponse à ces directives, ainsi qu'un engagement à fournir les analyses complémentaires, les modifications matérielles à une date ultérieure. Pour être conforme aux exigences de la NRC, CENG doit engager toutes les actions nécessaires pour identifier et réaliser ses engagements et répondre à toutes les demandes complémentaires de la NRC, dès leur expression.

Le planning actuel que s'est fixé CENG est de finaliser en 2018 toutes les actions requises dans le noyau dur (*Tier 1*).

4.2.2.2 Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

En vertu de contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, et la maîtrise des variations de débit (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis lors été renouvelées par les organismes de certification.

Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuilières en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, intitulé « Sûreté et performance de l'hydraulique » (« SuPerHydro »), comporte un budget dédié à la sûreté de l'ordre de 800 millions d'euros sur la période 2007-2016 (voir section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production hydraulique »)).

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées depuis une dizaine d'années, sont renouvelées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DREAL (Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la loi sur les risques majeurs.

À ce titre, EDF a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.2.3.3 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.2.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs, en France :

- vis-à-vis des tiers, la campagne d'information « Sous les lignes, prudence, restons à distance » a été entièrement renouvelée, de nouveaux partenariats ont été établis, notamment avec la Caisse centrale de la mutualité sociale agricole (« CCMSA ») et la Fédération des aérostiers, et des actions de communication ont été réalisées avec des associations et syndicats (pêcheurs, entreprises du BTP, caisses de la MSA, etc.) pour rappeler les dangers induits par la manipulation d'outils à proximité de lignes aériennes sous tension. En outre, les actions de formation pour réduire les dommages aux ouvrages et destinées aux professionnels du BTP se sont amplifiées, et plus de 50 000 personnels du BTP et 15 000 agents des collectivités ont ainsi été formés sur les quatre dernières années ;
- vis-à-vis des exploitants des réseaux et de leurs prestataires, les interventions sont réalisées par du personnel habilité dans le cadre de la norme UTE C 18-510. Ce personnel est formé à la maîtrise du risque électrique, astreint à des contrôles périodiques des connaissances et au contrôle de la hiérarchie, notamment lors des visites de chantier. Les personnels habilités aux travaux sous tension doivent en outre réaliser un volume minimum d'interventions sous tension, variable selon le type de travaux sous tension, pour conserver leurs compétences.

4.2.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe

Les activités du Groupe pourraient, en l'absence d'une gestion adéquate, être à l'origine d'accidents industriels ou avoir d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, du personnel du Groupe et de ses sous-traitants sont encadrés par des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

La politique environnementale du Groupe intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que la lutte contre le changement climatique, les atteintes à la biodiversité, etc.

La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement d'un Système de Management Environnemental (« SME ») au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce SME permet de garantir un meilleur contrôle de la connaissance et de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 depuis avril 2002 (voir section 6.6.2.1.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en œuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs, les tests de situations d'urgence et la gestion de la sécurité. À ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.2.3.3 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés par un organisme accrédité externe au groupe EDF sur les entités formant le périmètre de certification. En juin 2013, un nouveau certificat ISO 14001 pour le Groupe, intégrant de nouvelles entités du Groupe (voir section 6.6.2.1.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)).

4.2.3 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

4.2.3.1 Organisation et Politique Assurances

La Division Assurances est responsable de la production de la Politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables¹.

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ; et

1. Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe.

Les responsables assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et la gestion des sinistres.

Ce travail, mené en étroite collaboration avec le domaine Assurances, permet d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes (expertise des valeurs assurées de nombreux sites) et des visites de prévention (évaluation des sinistres maximums possibles – « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances définit les programmes des visites de sites et suit leur réalisation.

La nouvelle Politique Assurances du Groupe a été validée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances en octobre 2012. Elle est revue et approuvée périodiquement par le Comité exécutif et sa mise en œuvre est présentée annuellement au Comité d'audit d'EDF.

La finalité

L'objectif de la Politique Assurances est de minimiser le coût total¹ des risques assurables de l'ensemble du Groupe, pour un niveau de risque accepté et tout en en maîtrisant la volatilité.

La Politique précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe (communs pour EDF et les filiales concernées), partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés), optimisation des dépenses d'intermédiation.

Les modalités d'application

Un Comité d'Orientations Stratégiques Assurance (« COSA ») a été créé en 2011 par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances. Il constitue le lieu de débat et d'orientation en matière de couverture des grands risques, y compris l'utilisation des sociétés d'assurances du Groupe. Il nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances Groupe.

L'échange d'informations entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.2.1.1 (« Principes de gestion et de contrôle des risques »)) et la Division Assurances Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

EDF a mis en place ses programmes d'assurances Groupe en les étendant largement aux filiales contrôlées et les propose à ses filiales régulées de réseaux RTE et ERDF, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Toutefois, le Code de l'énergie amène progressivement RTE à transférer sur le marché des assurances les garanties des programmes d'assurance du groupe EDF. En 2013, RTE a transféré des contrats de protection sociale

complémentaire. RTE prévoit d'être indépendant du Groupe EDF en termes d'assurances le 1^{er} janvier 2015, à quelques garanties ou prestations résiduelles près.

4.2.3.2 Participations aux mutuelles d'assurance internationales et primes d'assurances

EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (« OIL ») pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux, ainsi que les actifs d'exploration et production.

Au-delà de cette couverture de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que de nombreuses filiales françaises et internationales.

EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 125 millions d'euros en 2013 contre 111 millions d'euros en 2012, hors assurances de personnes, dont 63 millions d'euros pris en charge par EDF et 18 millions d'euros au titre des couvertures réseaux aériens d'ERDF. EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la Politique Assurances Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

4.2.3.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, RTE, ERDF et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant leur incomber dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd., société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF, n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

1. Coût des sinistres (acceptés ou subis) + coût de l'assurance ou du transfert + coût d'intermédiation et de gestion + coût de la prévention.

4.2.3.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, de RTE, d'ERDF et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.2.3.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.2.3.5.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend EDF, ERDF, EDF Energy, Edison, ainsi que de nombreuses autres filiales.

Wagram Insurance Company Ltd. ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture (de dommages aux biens et de perte d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros).

Pour ce programme dommages conventionnels, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company Ltd., n'excède pas 25 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.2.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens hors lignes électriques (postes de transformation, immeubles et locaux techniques).

4.2.3.5.2 Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

4.2.3.5.3 Couverture tempêtes

ERDF a conclu avec Natixis, le 11 août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur. Avec une capacité de couverture de 150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent.

Cette couverture a été renforcée par un contrat signé le 16 décembre 2011 avec Swiss Re, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros.

4.2.3.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

4.2.3.6.1 Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

Situation actuelle

Les polices d'assurance souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité

civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (« ELINI »), correspondant aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation sur une installation nucléaire.

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque *via* les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

EDF Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1^{er} janvier 2014, cette assurance est fournie par ELINI et Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Par ailleurs, aux États-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars).

Perspectives d'évolution

Des protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004.

En France, la loi TSN, n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, prévoit la transposition de ces protocoles en droit français et sera applicable à la date d'entrée en vigueur de ces derniers (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)) ; EDF sera alors tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation de 700 millions d'euros en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire.

Au Royaume-Uni, le gouvernement a annoncé en mars 2012, en réponse à une enquête sur l'implémentation des amendements à la convention de Paris, que les obligations des opérateurs britanniques seront portées à 700 millions d'euros et augmenteront progressivement sur une période de cinq années jusqu'à un total de 1,2 milliard d'euros après approbation de la loi par le parlement britannique.

La date du 1^{er} janvier 2015 est celle que retiennent aujourd'hui les parties contractantes pour la mise en œuvre de la convention de Paris révisée.

Le Groupe étudie depuis des années les solutions de couverture possibles (*pools* nucléaires, mutuelles, etc.), de façon à être prêt à les mettre en œuvre le moment venu. En conséquence, EDF et British Energy font partie des membres fondateurs de Blue Re, mutuelle européenne de réassurances, spécialisée dans la couverture de ces risques, créée le 17 juin 2011.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») ci-dessous.

4.2.3.6.2 Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la convention de Paris, porte sur l'exploitant « expéditeur » et est actuellement limitée à 22,9 millions d'euros. Ce montant devra être revu lors de la mise en application de la convention de Paris révisée.

Dans l'attente de cette transposition, le renouvellement pour 2014 s'est donc fait sur les bases en vigueur en 2013.

4.2.3.6.3 Assurances dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool* anglais NRI, à des assureurs réassurés pour certains auprès du *pool* atomique français (Assuratome) et à EMANI, pour une capacité totale de 1 750 millions d'euros au-delà d'un montant de 320 millions de dollars américains. Le programme Groupe couvrant les centrales françaises et britanniques a été renouvelé au 1^{er} avril 2012.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est devenu membre de NEIL¹.

4.2.4 Gestion des crises

Le groupe EDF dispose d'une politique de gestion des crises dont la mise en œuvre vise à lui permettre de gérer les situations dans lesquelles son patrimoine, ses personnels, ses activités ou son image sont menacés par un événement, prévu ou imprévu.

Dans ce cadre, le groupe EDF veille à disposer en permanence des moyens de répondre à la survenance d'une crise. Un dispositif d'alerte est mis en place pour informer immédiatement la Direction Générale de la Société de tout événement pouvant potentiellement justifier la décision d'un passage en situation de crise Groupe.

La mise en œuvre de l'organisation de crise s'appuie sur des plans de crise élaborés sous la responsabilité des Directions ou des entités concernées, et spécifiques par type de crise (situation de déséquilibre entre production et consommation, incident sur les Systèmes d'Information, malveillance, crise sanitaire, incident technique sur une installation de production, crises sociales, etc.), dans le cadre de cohérence fixé par l'organisation de crise du Groupe.

Dans chaque entité, des actions de formation à la gestion de crise sont mises en place, et les organisations sont testées dans le cadre d'exercices de crise. Un programme d'exercices de crise au niveau du Groupe est réalisé chaque année (deux à trois exercices de crise en moyenne par an impliquant la cellule de crise du Groupe), en complément des exercices de crise organisés par les directions ou entités (à titre d'exemple, 15 exercices par an par site nucléaire).

Par ailleurs, à la suite de l'accident de Fukushima, EDF a décidé de compléter ses équipes de crise nationales d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN »), capable de projeter rapidement, sur un Centre Nucléaire de Production d'Électricité en difficulté, des équipes de compétences « conduite – maintenance » et « logistique » (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

4.2.5 Éthique et vigilance

La présence du Groupe dans de nombreux pays appelle une attention particulière quant au respect des valeurs et des principes liés aux droits humains et sociaux résultant des lois et des traités internationaux. En outre, EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances économiques est indissociable de sa performance non seulement environnementale, mais aussi sociétale et éthique, et suit donc avec attention la prise en compte des questions éthiques et sociétales dans la conduite de ses activités.

Charte éthique Groupe

Adopté en 2012 par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'administration d'EDF, le nouveau référentiel éthique (la « Charte éthique Groupe ») rappelle la mission d'intérêt général que remplit un opérateur

électricien mondial en s'appuyant sur ses valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité. Il indique également les principaux engagements de responsabilité sociale du Groupe et précise les engagements individuels de respect de la personne, d'intégrité, de protection des actifs et de dialogue avec les parties prenantes qui conditionnent l'efficacité et la cohésion du collectif de travail dans l'entreprise.

Le déploiement de la Charte éthique Groupe dans l'ensemble du Groupe a été lancé en avril 2013, sous pilotage de la Direction du Développement Durable, avec un Correspondant éthique désigné dans chaque entité. L'objectif de déploiement dans les Directions d'EDF et la grande majorité des Sociétés du Groupe devrait être atteint dans le cours du premier trimestre 2014 (voir section 6.6.3.1 (« Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes »)). Pour le secteur régulé, ERDF et RTE, l'objectif est réalisé à travers la convergence de leur propre démarche éthique avec les valeurs du Groupe.

Une Commission éthique et déontologie du Groupe a été mise en place pour faire connaître la Charte éthique Groupe et la faire respecter avec l'appui du management du Groupe. Elle conseille le Président et la Direction Générale d'EDF sur tout sujet relatif à la Charte, à son déploiement et à son application. Elle répond à toute question ou consultation sur le contenu, le développement et les conditions d'application de la Charte. Elle reçoit et traite ou fait traiter, en toute confidentialité, tout signalement portant sur une situation ou un comportement contraire à la Charte. Elle est destinataire de tout *reporting* des Sociétés et Directions du Groupe portant sur la réalisation des engagements de la Charte. Elle peut relever toute insuffisance de déploiement ou de mise en œuvre de la Charte et recommander au management du Groupe les mesures pour y remédier. Le Président de la Commission rapporte en son nom au Président et au Comité d'éthique du Conseil d'administration. Elle s'appuie sur le réseau des Correspondants éthiques des sociétés du Groupe (voir section 6.6.3.1 (« Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes »)).

Dispositif d'alerte

La Charte éthique Groupe garantit à tout salarié du Groupe, confronté à une situation contraire aux valeurs et aux engagements du Groupe, le droit d'alerter en toute confidentialité et sans risques, son management ou un interlocuteur dédié dans sa société, Délégué éthique ou Correspondant éthique pour EDF France, ou, si nécessaire, en dernier recours, la Commission Éthique et Déontologie du Groupe, notamment par une messagerie sécurisée (alerte-ethique@edf.com).

Lutte contre la fraude et conformité aux règles de concurrence

La lutte contre la fraude et la corruption est une préoccupation majeure du groupe EDF.

Le Président a signé le 14 septembre 2010 une décision en matière de lutte contre la fraude au sein du groupe EDF accompagnée d'un Guide de bonnes pratiques, à l'attention de la ligne managériale. Ce guide fournit des recommandations pour la définition, la prévention, la détection et le traitement des alertes « Fraude ». En 2013, un Groupe de travail a été mis en place pour harmoniser la remontée et le traitement des cas présumés de fraude au sein du Groupe. Le guide de contrôle interne a été revu et des outils de test ont été élaborés afin de mieux cibler le risque de fraude dans les entités. Par ailleurs, l'internationalisation des activités du Groupe et des évolutions réglementaires conduisent le groupe EDF à réviser et uniformiser ses pratiques en matière de prévention de la corruption sous toutes ses formes.

Le respect des règles de concurrence constitue également une priorité absolue pour le groupe EDF. Le 22 décembre 2010, le Président a ainsi décidé de mettre en place un programme de conformité au droit de la concurrence applicable à l'ensemble des entités et filiales du Groupe en France et à l'étranger. Ce programme comporte une destination de mesures de sensibilisation, de formation et de contrôle destinées à diffuser au

1. Nuclear Electric Insurance Limited.

mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et de responsabiliser les salariés et collaborateurs sur le respect de ces règles. Les actions de sensibilisation reposent principalement sur la diffusion de lettres

d'informations internes et d'instruments pédagogiques, l'animation de formations en ligne et présentielles, et des réseaux de juristes. Des procédures de contrôle viendront compléter ce dispositif.

4.3 Facteurs de dépendance

Le groupe EDF estime ne pas être en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et ERDF s'adressent à 24 620 fournisseurs en 2013 (contre 24 720 en 2012 et 21 853 en 2011). Les cinq premiers fournisseurs d'EDF et d'ERDF représentent 12,6 % (14 % en 2012 et 27,1 % en 2011) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustibles) et d'ERDF, et les dix premiers représentent 17,5 % (18,9 % en 2012 et 30,9 % en 2011).

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans les domaines de l'informatique et des télécommunications.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte-ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Enfin, le groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe AREVA, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe AREVA intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire. En France, le groupe AREVA est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe AREVA.

Domaine du cycle du combustible nucléaire

Les relations entre le groupe EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont »)), EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe AREVA, qui représentait en 2013 de l'ordre de 44 % des achats d'EDF :

- pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA, en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF a également diversifié ses approvisionnements entre les grands fournisseurs mondiaux. Après une interruption liée à l'arrêt définitif de l'usine d'Eurodif, les prestations d'AREVA pour le groupe EDF ont repris en 2013 et la nouvelle usine d'AREVA, Georges-Besse II, assurera une part significative de ces services dans les années à venir (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)) ;

- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes AREVA et Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle en France »)), l'intégralité des opérations en France est confiée au groupe AREVA.

La gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont formalisées pour la période 2008-2040 dans l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008. Dans l'attente de la finalisation des négociations pour définir les conditions contractuelles applicables à partir de 2013, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire qui permet de poursuivre les opérations industrielles.

Domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe AREVA est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne la construction et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe AREVA fournit les chaudières nucléaires, leurs pièces de rechange et les études de sûreté correspondantes. EDF a ainsi signé en 2011 avec AREVA deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW. Depuis plusieurs années, une diversification a néanmoins été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants (12 des 44 générateurs de vapeur du palier 1 300 MW seront fournis par Westinghouse) et la fourniture de services de maintenance.

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe AREVA, en lançant la réalisation de la centrale EPR de Flamanville, pour laquelle EDF a conclu en 2007 un contrat avec AREVA pour la fourniture de la chaudière.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme. Par ailleurs, Alstom est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom, qui est mis en concurrence sur la plupart de ses activités. Cette mise en concurrence s'est en particulier traduite en 2008 par l'attribution répartie entre Alstom et Toshiba de l'important marché de la rénovation des alternateurs du parc nucléaire.



Credit photo © EDF - Marc Didier - Frederic Jacob - Guillaume Murat

5 Informations concernant l'émetteur

5.1	Histoire et évolution de la Société	36
5.1.1	Dénomination sociale et siège social	36
5.1.2	Registre du commerce et des sociétés, code APE	36
5.1.3	Date de constitution et durée de la Société	36
5.1.4	Forme juridique et législation applicable	36
5.1.5	Historique	36
5.2	Investissements	37

5.1 Histoire et évolution de la Société

Dans le présent document de référence, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris, 8^e, 22-30, avenue de Wagram.

5.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (« EPIC »), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, ou par ses statuts.

5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe.

EDF a été créé en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. À la fin des années 1930, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution.

Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries électriques et gazières (les « IEG »). La loi laisse toutefois

subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ») ou Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et de Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière uranium naturel - graphite - gaz (« UNGG »), dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière réacteur à eau pressurisée (« REP »), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, soit 34 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, soit 20 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 1990 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992, le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution-commercialisation située en Argentine, qui sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF entre au capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution-commercialisation située dans l'État de Rio de Janeiro, et détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. Puis en décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2000, avec l'acquisition de 20 % d'EnBW (participation ensuite augmentée successivement pour être portée à 45,01 % en 2005) et 2001, avec la montée au capital de l'Italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc. et de Seaboard plc., deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'est et le sud-est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité, devenue Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »), est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination RTE EDF Transport, et aujourd'hui renommée RTE Réseau de Transport d'Électricité), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % d'EDF en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (*Virtual Power Plants* – « VPP »), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie nationale du Rhône à Suez (désormais GDF Suez).

Le 20 novembre 2004, en application de la loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

Le 12 mai 2005, EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) concluent des accords relatifs à la prise de contrôle conjointe d'Edison. À la suite du lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjoint est finalisée le 26 octobre 2005.

Depuis 2005, le groupe EDF a mis en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light, ainsi que ses actifs au Mexique.

EDF est introduit en bourse au second semestre de l'année 2005. Cette opération est effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Elle est suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin novembre 2006, EDF Énergies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en bourse. Cette opération donne lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Énergies Nouvelles, dont 4 798 464 réservées au groupe EDF.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale détenue à 100 % par EDF, issue de la filialisation des activités de distribution en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

En 2008, le groupe EDF devient un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint venture avec l'électricien chinois CGN, en rachetant British Energy, l'un des plus gros énergéticiens du Royaume-Uni, en janvier 2009, et près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis en novembre 2009. EDF acquiert par ailleurs 51 %

de la société belge EDF Luminus en fin d'année 2009, participation portée à 63,5 % en juin 2010.

EDF finalise le 29 octobre 2010 la cession des réseaux de distribution britanniques au groupe Cheung Kong de Hong Kong et finalisé, le 17 février 2011, la cession au Land de Bade-Wurtemberg de sa participation de 45,01 % dans EnBW.

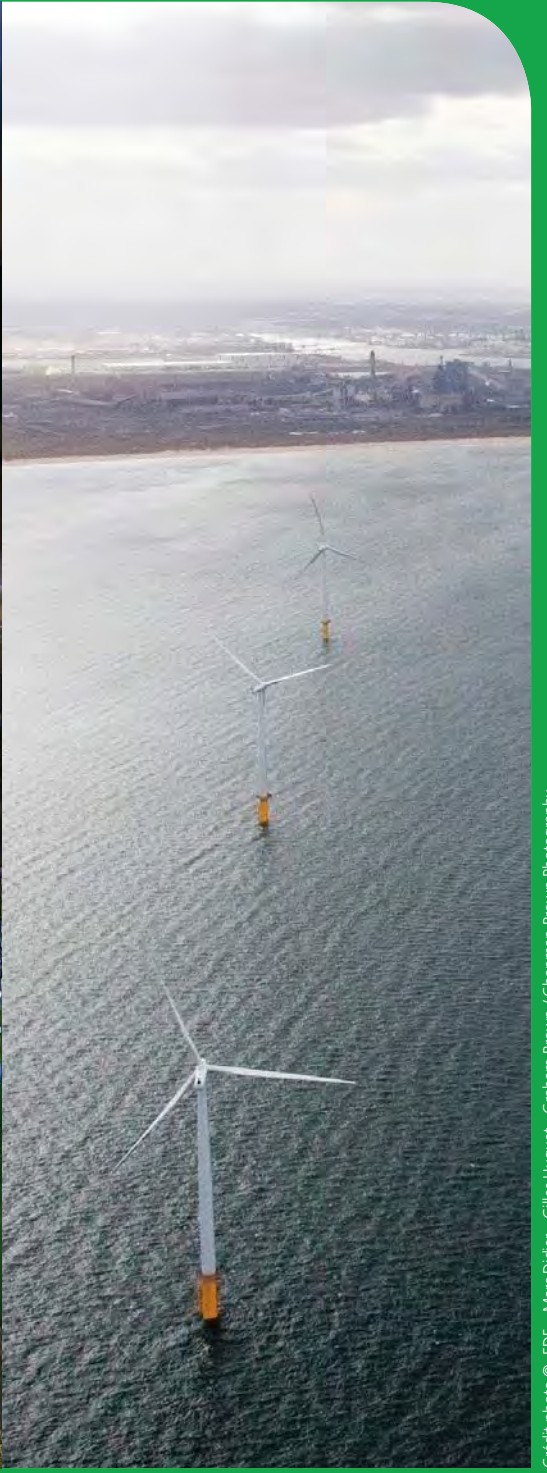
En 2011, après dix ans de partenariat stratégique en tant qu'actionnaire à 50 % d'EDF Énergies Nouvelles, EDF renforce son positionnement d'acteur de référence de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en portant sa participation dans la société à 100 % à l'issue d'une offre publique alternative simplifiée d'achat et d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles suivie d'un retrait obligatoire.

Le 24 mai 2012, après plus de sept ans de partenariat stratégique avec A2A, EDF prend le contrôle d'Edison, la plus ancienne compagnie électrique italienne et l'un des principaux acteurs du marché électrique italien, quatrième marché européen. Cette opération s'inscrit dans la mise en œuvre de la stratégie gazière du groupe, qui s'appuiera sur les compétences d'Edison dans l'ensemble de la chaîne gazière, allant de l'exploration production d'hydrocarbures à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le 24 mai 2013, EDF et Energetický a průmyslový holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, ont signé un accord définitif pour la cession à EPH de 49% de Stredoslovenská Energetika a.s. (SSE), deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie. Le 27 novembre 2013, cette transaction a été finalisée suite à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires de SSE et à l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence. La transaction valorise la participation d'EDF dans SSE à environ 400 millions d'euros.

5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2012-2013, voir section 9.4.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement ») du présent document de référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement ») ci-après.



Crédit photo © EDF - Marc Didier - Gilles Huguet - Graham Brown / Chapman Brown Photography

6 Aperçu des activités

6.1	Stratégie	42
6.1.1	Contexte	42
6.1.2	Vision stratégique	43
6.1.3	Axes stratégiques à l'horizon 2020	43
6.1.3.1	Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes	43
6.1.3.2	S'implanter dans des pays clés	44
6.1.3.3	Répondre à la diversité de ses clients dans le monde	44
6.1.3.4	Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme	44
6.1.4	Politique d'investissement	44
6.1.4.1	Investissements en 2013	44
6.1.4.2	Investissements à l'horizon 2014-2018	45
6.2	Présentation de l'activité du groupe EDF en France	45
6.2.1	Opérations non régulées France	45
6.2.1.1	Production d'électricité	45
6.2.1.2	Commercialisation	65
6.2.1.3	Optimisation amont/aval – trading	73
6.2.2	Opérations régulées France	75
6.2.2.1	Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité	75
6.2.2.2	Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	79
6.2.2.3	Systèmes Énergétiques Insulaires	83
6.2.2.4	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)	85
6.3	Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international	86
6.3.1	Royaume-Uni	87
6.3.1.1	EDF Energy et le marché britannique	87
6.3.1.2	La stratégie	88
6.3.1.3	Les résultats opérationnels	88
6.3.1.4	Structure d'EDF Energy	89
6.3.2	Italie	99
6.3.2.1	Stratégie du groupe EDF en Italie	99
6.3.2.2	Présentation de l'activité du Groupe en Italie	99
6.3.2.3	Edison	100
6.3.2.4	EDF Fenice	101
6.3.2.5	Autres activités du Groupe en Italie	102

6.3.3	Autres International	102
6.3.3.1	Europe continentale	102
6.3.3.2	Amérique du Nord	106
6.3.3.3	Asie-Pacifique	109
6.3.3.4	Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient	111
6.4	Autres activités et fonctions transverses	113
6.4.1	Autres activités	113
6.4.1.1	Optimisation trading Groupe	113
6.4.1.2	Énergies nouvelles	114
6.4.1.3	Services énergétiques	121
6.4.1.4	Dalkia	121
6.4.1.5	Électricité de Strasbourg	122
6.4.1.6	EDF Trading Logistics	122
6.4.1.7	Autres participations	122
6.4.2	Activités gaz	122
6.4.2.1	Marché final du gaz naturel	122
6.4.2.2	Projets et actifs gaziers	122
6.5	Environnement législatif et réglementaire	125
6.5.1	EDF entreprise publique	125
6.5.2	Service public en France	125
6.5.3	Législation relative au marché de l'électricité	126
6.5.3.1	Législation européenne	126
6.5.3.2	Législation française : Code de l'énergie	126
6.5.4	Législation relative au marché du gaz	129
6.5.4.1	Législation communautaire	129
6.5.4.2	Législation française : Code de l'énergie	129
6.5.5	Les concessions de distribution publique d'électricité	130
6.5.6	Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité	130
6.5.6.1	Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité	130
6.5.6.2	Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF	133
6.5.7	Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie	137
6.5.8	Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF	137
6.5.8.1	Réglementation future au niveau communautaire	137
6.5.8.2	Réglementation future au niveau national	138

6.6	Responsabilité d'entreprise	139
6.6.1	Engagements de responsabilité d'entreprise	139
6.6.2	Politique de développement durable	141
6.6.2.1	Pilotage du développement durable	141
6.6.2.2	Sensibilisation et formation des managers et des salariés au développement durable	142
6.6.3	Informations environnementales	143
6.6.3.1	Domaine environnemental	143
6.6.3.2	Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers	144
6.6.3.3	Politique et gestion des déchets	146
6.6.3.4	Gestion durable des ressources	148
6.6.3.5	Changement climatique	151
6.6.3.6	Protection de la biodiversité	156
6.6.4	Informations sociétales	159
6.6.4.1	Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes	159
6.6.4.2	Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes	160
6.6.4.3	Le domaine sociétal	162
6.6.5	Reporting et rating extrafinancier	166
6.6.5.1	Dispositif de reporting	166
6.6.5.2	Notation extrafinancière	166

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport, la distribution, la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal

du marché français de l'électricité et détient des positions fortes en Europe (Royaume-Uni, Italie, pays d'Europe centrale et orientale) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

(en gigawatts)	Capacité nette ⁽¹⁾ de production		Capacité brute ⁽²⁾ de production	
	2013	2012	2013	2012
Nucléaire	74,8	74,7	77,5	77,5
Thermique à flamme	37,7	37,8	47,3	47,7
Hydraulique et autres renouvelables	27,9	27,0	32,4	31,1

(1) Capacité nette : capacité de production revenant au Groupe en application des règles de consolidation comptable.

(2) Capacité brute : capacité physique totale de l'unité dans laquelle le Groupe dispose d'un intérêt.

Avec une puissance installée nette de 140,4 GWe¹ dans le monde au 31 décembre 2013 pour une production mondiale de 653,9 TWh¹, le Groupe dispose, parmi les grands énergéticiens mondiaux, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO₂ par kilowattheure produit² grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 39,1 millions de comptes client³ dans le monde (dont près de 28,5 millions en France).

Les activités du Groupe traduisent le choix d'un modèle équilibré entre la France et l'international, entre opérations concurrentielles et régulées, et reposant sur une intégration amont-aval. En 2013, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 75,6 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 16,8 milliards d'euros et un résultat net courant de 4,1 milliards d'euros.

6.1 Stratégie

6.1.1 Contexte

Le contexte prégnant de crise économique et financière a un impact sur tous les acteurs économiques des pays membres de l'OCDE, y compris les énergéticiens. Ces derniers sont particulièrement frappés par la baisse de la demande, qui produit une situation de surcapacités de moyens de production d'électricité. Le fort développement des énergies renouvelables, soutenues par les politiques publiques, amplifie le phénomène.

Le prix du charbon est en baisse, notamment en raison des faibles prix du gaz aux États-Unis, consécutifs à l'essor du gaz de schiste. La conjugaison de ces trois phénomènes conduit à une vague de fermetures ou de mises sous cocon de centrales à gaz, même très récentes, qui ne sont pas assez sollicitées pour trouver une rentabilité. Ce recours accru au charbon compromet, en Europe, la réduction des émissions de CO₂. C'est pourquoi de nombreux acteurs du secteur énergétique appellent à une refonte de la politique communautaire. Cette conjoncture difficile ne doit cependant pas masquer les tendances de fond et les défis de long terme, qui demeurent présents en tout état de cause et doivent guider les décisions des énergéticiens, qui ont à inscrire leur action dans la durée.

Les tendances mondiales majeures en cours sont caractérisées par :

- une croissance énergétique mondiale de long terme (+ 40 % en 2035 par rapport à 2009), surtout dans les pays émergents à démographie en expansion, encore plus soutenue pour l'électricité (+ 70 % en 2035) ; à ce jour, 1,3 milliard de personnes⁴ n'ont pas accès à l'électricité, ce qui constitue un frein considérable au progrès ;

- le coût croissant de l'accès aux ressources et énergies primaires ;
- la nécessité de respecter des objectifs de réduction des émissions de CO₂ dans la production d'énergie afin de limiter les effets du changement climatique. Le secteur électrique a un rôle majeur à jouer pour respecter cet impératif ;
- la montée d'un monde pluriel et multipolaire : nouvelles puissances économiques émergentes (Chine, Brésil, Inde, Russie), signifiant la fin de l'exclusivité des pays développés sur les technologies les plus performantes ;
- un ensemble de solutions énergétiques répondant aux attentes d'un monde de plus en plus urbain (50 % de la population mondiale vit en ville aujourd'hui, et le taux d'urbanisation devrait atteindre 67 % en 2050⁵) : systèmes urbains, énergies locales, réseaux et compteurs intelligents ;
- la prise en compte accrue de la sûreté vis-à-vis des risques industriels majeurs.

Le défi énergétique mondial consiste à répondre à l'augmentation des besoins, malgré les coûts d'accès croissants aux ressources en énergies primaires et la contrainte climatique. Il constitue cependant un avantage pour l'électricité, « vecteur énergétique », dès lors que l'ensemble de la palette des ressources primaires (nucléaire, renouvelables, fossiles) peut être utilisée pour constituer le mix énergétique adapté à chaque pays, pour produire une électricité abordable et respectueuse de l'environnement et du climat.

Dans ce contexte, les technologies peu émettrices de CO₂ sont à privilégier en amont, tandis qu'en aval la demande d'énergie doit être maîtrisée grâce à des usages plus efficaces.

1. Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.

2. Source : PriceWaterhouseCoopers, « Facteur carbone européen », novembre 2013.

3. Source : EDF. Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

4. Source : rapport Sustainable Energy for All, Agence Internationale de l'Énergie (« AIE »).

5. Source : ONU, World Urbanization Prospects, 2011.

6.1.2 Vision stratégique

Face à l'ensemble de ces mutations et aux évolutions géopolitiques en cours, EDF – déjà premier producteur mondial d'électricité – a l'ambition d'être le premier électricien mondial de référence, ce qui implique :

- de rechercher, dans chaque pays où il exerce ses activités, le meilleur mix de production, adapté aux conditions techniques, économiques et environnementales, en liaison étroite avec les différentes autorités publiques concernées et l'ensemble des parties prenantes ;
- d'assurer, par sa maîtrise industrielle sur l'ensemble du système électrique (production, réseaux...), la qualité de service sur les volumes délivrés aux clients. En particulier, d'être leader sur la sûreté nucléaire pour en faire bénéficier ses parcs existants et en développement, en France, en Europe et dans le monde ;
- d'étendre et multiplier les usages performants de l'électricité. Les besoins d'efficacité énergétique (maîtrise de la demande), les systèmes intelligents de gestion des réseaux (*smart grids*) et la mobilité électrique constituent autant de chantiers contribuant au concept de « ville durable » ;
- d'avoir un horizon mondial, pour savoir aller chercher la croissance là où elle se trouve, en apportant son savoir-faire et en diversifiant les types de production et les pays. Cela favorise le retour d'expérience issu des zones où EDF est déjà implanté, et permet au Groupe de continuer à faire progresser les meilleures technologies dans les pays où elles se développent ;
- d'innover sur tous les maillons de la chaîne intégrée de production, transport, distribution, commercialisation, services et *trading*, pour préparer les solutions de demain.

Pour une énergie vitale comme l'électricité, l'ensemble de ces missions relève d'une démarche de service public, héritage du Groupe et atout durable pour le futur, adapté à chaque contexte local.

6.1.3 Axes stratégiques à l'horizon 2020

6.1.3.1 Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes

Le savoir-faire industriel d'EDF : cœur du métier d'EDF

Le Groupe dispose d'un savoir-faire industriel reconnu dans la production, le transport, la distribution et l'aval (commercialisation, services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie) en tant qu'acteur intégré dans la conception, la construction et l'exploitation des moyens, exemplaire sur la sûreté de l'outil industriel, sa performance et la satisfaction des clients.

En matière de production notamment, le Groupe entend déployer ses compétences dans toutes les filières : nucléaire comme grand hydraulique, autres énergies renouvelables, centrales thermiques à gaz et au charbon propre.

Un nucléaire sûr repose sur la responsabilité d'un opérateur qui, comme EDF, intègre les compétences d'exploitant, de constructeur et de concepteur, sur une dynamique d'amélioration permanente, ainsi que sur une autorité de sûreté indépendante et compétente.

À la suite de l'accident de Fukushima et des tests de résistance européens, EDF renforce encore la protection des centrales nucléaires face aux inondations et séismes, et a mis en place une force d'intervention rapide pour faire face à des événements extrêmes, comme la perte d'alimentations électriques et de sources froides (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Au moment où de nombreux pays poursuivent dans le nucléaire ou se tournent vers lui pour faire face à leurs besoins en énergie abordable et décarbonée, il est important de mettre en place une discipline internationale pour aller vers un nucléaire encore plus sûr et plus exigeant sous l'impulsion de l'Agence internationale de l'énergie atomique (« AIEA ») et de l'Organisation mondiale des exploitants nucléaires (« WANO »).

EDF est une référence mondiale, capable de proposer ses compétences et d'accompagner les opérateurs ou les pays qui souhaitent exploiter et développer un nucléaire plus sûr.

La France : fondement de la légitimité industrielle du Groupe dans le monde

EDF poursuivra en France les actions menées depuis 2010. Le Groupe s'est fixé quatre priorités sur son marché domestique :

- la performance opérationnelle relative au parc de production (intégrant le retour d'expérience tiré de Fukushima), aux réseaux et à l'accompagnement de ses clients ;
- le renforcement de l'outil industriel, à travers les investissements, avec en particulier l'EPR de Flamanville ou les parcs d'éoliennes *off-shore* ;
- l'approfondissement de son ancrage territorial, notamment à travers les activités de services énergétiques et les offres aux territoires ;
- le renouvellement des compétences, grâce à la capacité à faire évoluer les collaborateurs du Groupe, à développer la mobilité et à attirer les talents.

Le Royaume-Uni : renforcement des positions

EDF a pour ambition d'approfondir son ancrage au Royaume-Uni, avec une implication forte dans le renouvellement du parc de production du pays. Les décisions politiques de soutien des énergies bas carbone, ainsi que les récents accords avec le gouvernement britannique sur les conditions de rentabilité concernant le projet de construction de nouvelles centrales nucléaires, donnent au Groupe la perspective de concrétiser cette ambition, dans une logique de partenariat avec des acteurs de niveau mondial. En parallèle, il continue à prolonger la durée de vie du parc existant, dans les conditions maximales de sécurité.

L'Italie : plateforme de développement du Groupe

Le plein contrôle d'Edison permet au groupe EDF de diversifier son mix de production et de renforcer sa position en Italie, l'un des marchés clés de l'énergie en Europe, qui bénéficie d'une position géostratégique importante pour les approvisionnements gaziers.

En matière gazière, EDF peut compter sur les compétences d'Edison (en particulier pour l'Exploration & Production) et sur ses positions complémentaires à celle du Groupe sur les infrastructures (en particulier le terminal GNL de Rovigo). Dans l'électricité, Edison est une plateforme pour le développement du Groupe dans l'ensemble des pays du bassin méditerranéen, notamment pour la production thermique et l'hydraulique.

La Pologne : des perspectives de développement

Le Groupe a vocation à se développer dans ce pays, caractérisé par des perspectives de croissance, tant pour l'activité économique que pour la consommation électrique. Le Groupe y exerce trois de ses métiers – production thermique comme renouvelable, services énergétiques et commercialisation – et y poursuit la mise en place de synergies opérationnelles.

Les autres pays européens

Présent au Benelux et en Europe centrale, le Groupe a la volonté d'optimiser son portefeuille de participations et de favoriser les synergies opérationnelles.

6.1.3.2 S'implanter dans des pays clés

EDF distingue quatre pays clés en termes de développement international : la Russie, la Turquie, le Brésil et la Chine. Tous sont des pays à forte croissance avec des besoins importants en énergie électrique et essentiels pour le développement de certains métiers du Groupe : le nucléaire en Chine, l'hydraulique au Brésil, les approvisionnements en gaz pour la Russie et la Turquie. Le Groupe souhaite y développer une présence sur le long terme, avec des ancrages forts et ne se limitant pas à un seul métier ou un seul maillon de l'activité.

6.1.3.3 Répondre à la diversité de ses clients dans le monde

Au-delà des quatre pays clés qui viennent d'être mentionnés, EDF souhaite développer sa présence internationale et valoriser la diversité de son expertise. Il s'agit de développer des projets créateurs de valeur, en privilégiant des partenariats avec des acteurs locaux.

En matière de production, le Groupe vise à l'horizon 2020 une capacité installée qui maintienne sa position parmi les leaders mondiaux, avec 50 % de nucléaire, 25 % de thermique gaz ou charbon et 25 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables (éolien, biomasse, solaire...) :

- le nucléaire, qui fournit une électricité compétitive et sans CO₂, a toute sa place dans le mix énergétique mondial. Des pays comme la Russie, le Brésil, l'Inde, la Chine, l'Afrique du Sud et plusieurs pays de l'Union européenne comme le Royaume-Uni, la Pologne ou la Finlande ont confirmé que le nucléaire est amené à jouer un rôle significatif dans leur production électrique ;
- dans le thermique à flamme, EDF entend apporter sa maîtrise des technologies les plus modernes, les plus respectueuses de l'environnement, et son savoir-faire en termes de gestion de projets ;
- dans l'hydraulique, l'expérience de Nam Theun 2 au Laos illustre la compétence d'EDF. D'autres pays, en Asie, en Afrique ou en Amérique du Sud sont intéressés par le savoir-faire reconnu du Groupe, en particulier dans la maîtrise des impacts humains et environnementaux, ainsi que dans la coopération avec les organismes internationaux ;
- pour les autres énergies renouvelables, le Groupe maintient ses ambitions non seulement dans le développement de son portefeuille mais aussi dans l'innovation, par exemple en matière d'hydroliennes.

Le Groupe souhaite par ailleurs valoriser son expérience dans la planification, la conception ou l'exploitation de réseaux auprès de pays qui veulent renforcer ou moderniser leurs infrastructures et évoluer vers des réseaux plus intelligents. Les partenariats entre ERDF et des opérateurs de réseaux chinois et russes en sont les exemples.

Sur la filière aval, qui comprend optimisation, *trading* et commercialisation d'offres adaptées aux clients, EDF entend développer la valeur du portefeuille clients et élargir ses compétences au-delà de la France. EDF s'attache à répondre aux besoins de ses clients par l'excellence de la relation et, par ailleurs, à les accompagner dans leurs actions et investissements d'efficacité énergétique. EDF propose aussi un traitement adapté aux clients en situation de précarité énergétique.

Enfin, le gaz est pour EDF un élément structurant de son métier d'électricien, permettant notamment d'alimenter les cycles combinés gaz du Groupe ou d'enrichir les offres aux clients finals. L'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque, la participation au projet de gazoduc international *South Stream* et la prise de contrôle exclusive d'Edison sont au cœur de cette démarche (voir sections 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »), 6.3.3.1.2 (« Russie ») et 6.3.2 (« Italie »)).

EDF souhaite apporter des solutions industrielles durables à travers des modes contractuels variés : assistance à maîtrise d'ouvrage, gestion pour compte de tiers ou investissements de type IPP (*Independent Power Producer*). Les droits de contrôle dans les pactes d'actionnaires permettront au Groupe d'assumer la responsabilité de ses choix industriels et technologiques.

6.1.3.4 Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme

EDF souhaite renforcer son effort d'innovation et de R&D pour préparer l'avenir dans un contexte où le monde fait face à des enjeux majeurs liés au réchauffement climatique, à la sécurité d'approvisionnement et à une augmentation continue de la demande mondiale d'électricité. 2 000 ingénieurs et techniciens sont ainsi mobilisés pour développer la capacité du Groupe à anticiper dans tous ses métiers : sécurité et performance des outils de production et des réseaux, efficacité des usages (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

Le Groupe mettra notamment l'accent sur :

- les filières de production à faibles émissions de CO₂. Par exemple, outre le nucléaire et l'hydraulique, les technologies comme le photovoltaïque de nouvelle génération, le solaire à concentration, l'éolien *off-shore* ou encore les hydroliennes constituent un potentiel d'avenir ;
- le captage et le stockage du CO₂, un enjeu essentiel pour l'utilisation durable du charbon (en tant que combustible) dans le monde ;
- les investissements liés à la durée de vie des matériels, notamment le remplacement de certains grands équipements en vue d'améliorer à la fois la performance opérationnelle et le niveau de sûreté. Un thème important de R&D est l'étude du vieillissement des matériaux, domaine clé pour la durée de fonctionnement des centrales.

EDF concentrera également des efforts de R&D sur le commerce et les réseaux, où des mutations profondes sont en cours. Le développement des systèmes électriques intelligents, avec comme étape clé le compteur communicant Linky, et les services qu'EDF pourra offrir aux clients en aval du compteur (tels que l'amélioration de la maîtrise de la consommation) sont pour le Groupe l'occasion de manifester ses compétences et son sens de l'innovation. Les recherches menées par EDF s'attacheront aussi à développer des bâtiments sobres en énergie à prix raisonnable, des bâtiments intelligents, des usages innovants de l'électricité pour le transport, le confort ou l'industrie. EDF participera ainsi, grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents, à la transition vers une société bas carbone, construite notamment autour des villes durables.

La qualité et la motivation de ses équipes, par leur compétence, leur implication dans l'entreprise et dans leur mission de service public, constituent aussi un atout essentiel pour l'avenir d'EDF. Alors que le Groupe va devoir faire face dans les prochaines années à une vague importante de départs à la retraite, garantir au sein de l'entreprise le maintien de la richesse de ce capital humain est l'objet d'une mobilisation permanente.

Attirer de nouveaux talents et accroître encore les efforts de formation seront au cœur des préoccupations du Groupe pour réussir la mission qu'il s'est fixée (voir section 17.1.2 (« Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcées »)).

6.1.4 Politique d'investissement

6.1.4.1 Investissements en 2013

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 13,3 milliards d'euros en 2013 (hors projet des compteurs communicants Linky), contre 13,4 milliards d'euros en 2012 ; les investissements nets¹ ont été de 12,2 milliards d'euros en 2013, contre 11,8 milliards d'euros en 2012. Ces derniers ont porté à la fois sur les domaines régulé (28 %) et non régulé (72 %). Dans le domaine non régulé, les investissements nets se répartissent entre investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, cycles combinés à gaz), qui représentent 3,1 milliards d'euros (35 % du total), et

(1) Hors Linky et hors opérations stratégiques.

investissements de maintenance, qui s'élevaient à 5,7 milliards d'euros (65 % du total), dont 3,6 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire en France. En France, les investissements nets ont augmenté de 10,2 % à 8,8 milliards d'euros, reflétant l'important effort d'investissement du Groupe dans l'outil industriel en France, légèrement compensé par l'effet des mises en service de nouveaux moyens de production dans les activités insulaires. D'importants investissements nets ont été réalisés au Royaume-Uni, pour près de 1,2 milliard d'euros, concernant notamment les activités nucléaires, en partie compensées par la cession du parc éolien Fallago Rig. Dans le reste du monde, les investissements nets ont atteint plus de 1 milliard d'euros, et 1,2 milliard d'euros dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, Dunkerque LNG et Dalkia notamment).

6.1.4.2 Investissements à l'horizon 2014-2018

En juillet 2011, à l'occasion de l'annonce de ses perspectives 2011-2015, le Groupe avait affiché son ambition de diversifier son mix énergétique et ses implantations géographiques. Il avait alors estimé une fourchette haute d'investissements nets de 15 milliards d'euros en 2015 sur la base de projets existants et identifiés.

Pour 2014, le Groupe prévoit d'investir entre 13 et 13,5 milliards d'euros.

Sur la période 2014-2018, le Groupe livrera de grands projets industriels, dont certains sont déjà à un stade bien avancé, comme le terminal méthanier de Dunkerque ou l'EPR de Flamanville 3, avec des mises en service prévues respectivement en 2015 et 2016. Le Groupe prévoit également de poursuivre ses investissements dans les réseaux de distribution en France, ainsi que dans les énergies renouvelables conformément à sa stratégie d'électricien intégré. Ainsi, le Groupe prévoit un pic d'investissements nets en 2015 de 14 milliards d'euros, qui devraient ensuite diminuer au fur et à mesure des mises en service.

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France

6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production d'électricité et la commercialisation d'électricité et de gaz. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute.

6.2.1.1 Production d'électricité

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France continentale au sein de la Direction Production Ingénierie, qui dispose de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité.

Au 31 décembre 2013, la Direction Production Ingénierie représente 40 268 salariés¹. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme. En outre, par son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international »)).

6.2.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF

6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 98,2 GW en France continentale² au 31 décembre 2013, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant un peu plus de 10 % de la puissance installée

totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne³).

En 2013, la production du parc d'EDF en France a été de 461,9 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 468,9 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2013 de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (« REP » – une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 450 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 28 ans ;
- 34 tranches thermiques à flamme en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 27 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 10 tranches en arrêt garanti pluriannuel⁴ ;
- 436 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 69 ans⁵.

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et des usines d'incinération du groupe Tiru en France (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)) ;
- 83 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,5 %), CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 121 MW de capacité installée en 2013 et d'environ 575 GWh de productible⁶.

1. En hausse de 1 851 salariés par rapport à l'année 2012.

2. Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).

3. Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2013, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.

4. Les installations de production mises en « arrêt garanti pluriannuel » sont dans l'attente d'une décision de réactivation ou de retrait d'exploitation.

5. Moyenne arithmétique.

6. Productible et capacité sont indiqués au prorata de la participation.

6.2.1.1.1.2 Évolution de la puissance installée et de la production du parc au cours des trois dernières années

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la puissance du parc installé en France continentale au cours des trois dernières années :

	Au 31/12/2013		Au 31/12/2012		Au 31/12/2011	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Parc installé ⁽¹⁾						
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique ⁽²⁾	20 026	20	20 010	20	20 007	20
Thermique ⁽³⁾	15 028	15	14 734	15	14 275	15
TOTAL ⁽⁴⁾	98 184	100	97 874	100	97 412	100

(1) Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 440 MW en 2013.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 1 226 MW en 2013, et y compris 3 390 MW pour les tranches en arrêt garanti pluriannuel.

(4) Hors capacités éoliennes de 12 MW.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF en France continentale au cours des trois dernières années :

	Au 31/12/2013		Au 31/12/2012		Au 31/12/2011	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Production						
Nucléaire	403,7	87,4	404,9	89,1	421,1	91,6
Hydraulique ⁽¹⁾⁽²⁾	42,6	9,2	34,5	7,6	26,8	5,8
Thermique ⁽³⁾	15,6	3,4	14,9	3,3	11,8	2,6
TOTAL ⁽⁴⁾	461,9	100	454,3	100	459,7	100

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,6 TWh en 2013.

(2) Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») s'élève à 7,0 TWh en 2013, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 49,6 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance (449 GWh).

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 3,5 TWh en 2013.

(4) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

6.2.1.1.2 Atouts du parc de production

Avec une puissance installée totale de 98,2 GW en France au 31 décembre 2013, EDF détient en France continentale le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif, avec de faibles coûts variables de production ¹ et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « aval » d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas : l'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base ; le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base ; l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO₂ grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;

- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

6.2.1.1.3 Production nucléaire

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2013, 87,4 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou « paliers », de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) d'un âge moyen de 32 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 25 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 13 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 450 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement de 28 ans en moyenne, réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2013.

1. Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.

Les dates de mise en service et de la dernière visite décennale des tranches à fin 2013 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Fessenheim 1	1978	2009	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3*
Fessenheim 2	1978	2011	VD4	Cruas 3	1984	2004	VD3
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2006	VD3
Bugey 3	1979	2013	VD4*	Chinon B3	1987	2009	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4*	Paluel 1	1985	2006	VD3
Dampierre 1	1980	2011	VD4*	Paluel 2	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2011	VD4*	Paluel 3	1986	2007	VD3
Gravelines 2	1980	2013	VD4*	Paluel 4	1986	2008	VD3*
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2007	VD3*
Tricastin 2	1980	2011	VD4*	Flamanville 1	1986	2008	VD3*
Dampierre 2	1981	2012	VD4*	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3*
Dampierre 3	1981	2013	VD4*	Flamanville 2	1987	2008	VD3*
Dampierre 4	1981	2004	VD3	Cattenom 1	1987	2006	VD3
Tricastin 3	1981	2012	VD4*	Cattenom 2	1988	2008	VD3*
Tricastin 4	1981	2004	VD3	Nogent 1	1988	2009	VD3*
Gravelines 3	1981	2012	VD4*	Belleville 1	1988	2010	VD3*
Gravelines 4	1981	2003	VD3	Belleville 2	1989	2009	VD3*
Blayais 1	1981	2012	VD4*	Nogent 2	1989	2010	VD3*
Blayais 2	1983	2013	VD4*	Penly 1	1990	2011	VD3*
Blayais 3	1983	2004	VD3	Cattenom 3	1991	2011	VD3*
Blayais 4	1983	2005	VD3	Golfech 1	1991	2012	VD3*
Saint-Laurent 1	1983	2005	VD3	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4*	Penly 2	1992	2004	VD2
Chinon B1	1984	2013	VD4*	Golfech 2	1994	2004	VD2
Cruas 1	1984	2005	VD3	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2006	VD3	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2	1984	2007	VD3*	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2006	VD3	Civaux 2	2002	2012	VD2

* Sous réserve de confirmation par l'ASN de l'aptitude du réacteur à poursuivre l'exploitation (il revient à l'ASN d'autoriser – comme après chaque arrêt – le redémarrage du réacteur puis d'émettre, le cas échéant, des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans).

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Avec un âge moyen d'environ 28 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de référence en comptabilité et pour la conception initiale des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)).

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

Ainsi, depuis la décision prise en décembre 2012 par l'énergéticien Enel de mettre fin aux accords de coopération signés en 2007 avec EDF (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,5 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg¹ (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel² (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : la société belge EDF Luminus (3,3 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction,

1. Groupe Axpo.

2. Groupe GDF Suez.

des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total de l'ordre de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé et fonction des performances effectives moyennes de ce parc. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation¹. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN d'autoriser – comme après chaque arrêt – le redémarrage du réacteur puis d'émettre, le cas échéant, des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalité de la consommation en France, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2013, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et, depuis 2010, 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin des cycles de production, d'une durée de 12 à 18 mois, ont lieu des périodes d'arrêt permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR »), durant lequel l'opération essentielle réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt d'une durée normative² d'environ 35 jours ;
- la visite partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance et dont la durée normative² est de l'ordre de 70 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée normative² de l'ordre de 110 jours afin d'effectuer une visite décennale (« VD »). Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance et du palier concerné. Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- des épreuves hydrauliques des circuits primaires et secondaires, une épreuve de l'enclume, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, dont la rénovation des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN d'autoriser le redémarrage du réacteur puis d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau, les autres énergies renouvelables et l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été-hiver, jour-nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver (une baisse de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France qui peut atteindre 2 400 MW³) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches « bord de mer » en juillet et août et favoriser ainsi le maintien en production du maximum de ces tranches dont les capacités de refroidissement sont moins dépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 403,7 TWh en 2013, un volume stable par rapport à celui de 2012.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients ($Kp = Kd \times Ku$) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible⁴ rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 73,0 % en 2013, est stable par rapport à celui de 2012 (73,0 %). C'est la résultante d'un Kd de 78,0 %, en baisse de 1,7 point par rapport à 2012, et d'un Ku de 93,6 %, en hausse de 2,0 points par rapport à celui de 2012.

1. Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts cash et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

2. Les durées normatives sont adaptées au volume de maintenance courante correspondant.

3. Source : RTE.

4. L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

L'année 2013 est caractérisée par :

- le maintien des performances en termes d'indisponibilité fortuite (taux de 2,6 % en 2013), grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants ;
- des prolongations d'arrêts programmés plus importantes que prévu. En conséquence, le dispositif de maîtrise des durées d'arrêt initié en 2013 est renforcé avec notamment la recherche d'une stabilisation du volume de maintenance courante sur les arrêts, l'amélioration de la qualité de préparation des interventions de maintenance et le renforcement du contrôle des opérations de redémarrage.

Cependant, le parc étant aujourd'hui entré dans une importante période de maintenance pour les 10 ans qui viennent, avec de nombreux travaux entraînant des arrêts plus longs, l'enjeu des années à venir sera de maîtriser industriellement le programme et les impacts sur les durées d'arrêt. Par ailleurs, compte tenu de la forte saisonnalité de la demande d'électricité en France (voir « Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF » ci-dessus) et de l'état de développement des moyens de production ENR (énergies renouvelables), les enjeux se sont déplacés. Aujourd'hui, EDF a avant tout pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver, et souhaite désormais maintenir durablement une disponibilité du parc nucléaire supérieure à 90 % sur cette période à fort enjeu. Pour l'hiver 2013-2014, elle s'est établie à 92,9 %.

La déclinaison sur le parc en exploitation du projet industriel nucléaire d'EDF

Pour élever encore le niveau de sûreté et préparer l'allongement de la durée de fonctionnement du parc (voir 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), EDF effectuera un volume important de travaux dans les années qui viennent sur chacune de ses 58 tranches.

Ainsi, d'ici à 2015, EDF vise à pérenniser son patrimoine technique et industriel, par des actions tant techniques qu'organisationnelles et humaines. Les programmes de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2013 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 34 tranches, pour un total de 49 tranches présentant des risques d'isolement ;
- le programme de remplacement préventif des pôles « cuirassés » de transformateurs principaux se poursuit. À fin 2013, 44 pôles sur 174 ont été remplacés, soit plus de 25 % du programme ;
- entre 1990 et fin 2013, 25 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de générateur de vapeur, dont 3 en 2013.

Les troisièmes visites décennales (« VD3 ») des tranches 900 MW sont ainsi l'occasion d'engager le renouvellement de gros composants.

Sur les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF poursuit le déploiement de la démarche AP 913¹, démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels qui vise à réduire le taux d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranche se poursuit également, en systématisant pour chaque arrêt la mise en place d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche (« COPAT ») et en déployant un nouveau Système d'Information (« SDIN »). L'objectif visé est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêt par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques.

Le projet industriel du parc nucléaire se poursuivra au-delà de 2015 à l'occasion notamment des troisièmes puis quatrièmes visites décennales des tranches 1 300 MW, des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW et des deuxièmes puis troisièmes visites décennales des tranches

N4. Ce projet sera l'occasion d'intégrer les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima ainsi que les modifications permettant la prolongation du fonctionnement des installations significativement au-delà de 40 ans (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

6.2.1.1.3.3 Environnement, sûreté, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de *management* certifié ISO 14001 (voir section 6.6.3.1.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)). Initiée en 2002 sur quelques sites, la certification ISO 14001 a été élargie à l'ensemble des unités de production nucléaire en 2004. Après les renouvellements de 2005 puis de 2008, la certification ISO 14001 a été une nouvelle fois renouvelée en 2011 pour l'ensemble des unités de production nucléaire.

Dans ce cadre, EDF entreprend des efforts importants afin de réduire l'incidence des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà à des niveaux largement inférieurs aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides radioactifs (hors tritium et carbone 14). Depuis, les rejets liquides ont à nouveau été divisés par deux et ont aujourd'hui atteint un niveau très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers, dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Cependant, l'indisponibilité de l'usine Centraco (SOCODEI), dédiée à l'incinération et à la fusion, à la suite de l'accident du 12 septembre 2011 sur un four de l'installation, a conduit EDF à évacuer directement au centre de stockage de l'Aube une partie des déchets habituellement traités dans cette usine, et à en entreposer une autre partie sur les sites des centrales et de Centraco. Depuis le 29 juin 2012, date à laquelle l'ASN a autorisé SOCODEI à redémarrer l'incinérateur de son usine Centraco, la situation est en cours de normalisation. Par ailleurs, SOCODEI mène actuellement les actions nécessaires au redémarrage des installations de fusion des déchets.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »).

Sous l'égide de l'ASN, un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement a été mis en place avec pour objectifs de synthétiser les résultats de mesures de la radioactivité de l'environnement et de garantir la qualité de ces mesures. Les mesures réglementaires de radioactivité dans l'environnement autour des centrales nucléaires sont accessibles au public depuis janvier 2010 sur le site www.mesure-radioactivite.fr.

Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la sûreté nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;

1. Voir glossaire.

- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 600 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de chaque réacteur à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs (« AAR ») ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une Recherche & Développement intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'ASN.

À l'échelon national :

- des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (418 en 2013 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
- un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1989 et formalisé dans la loi TSN de 2006. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant (sauf événement majeur nécessitant une prise en compte immédiate). Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir sections 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») et 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :

- les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
- les visites internationales « revues de pairs » (*Peer Reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté par rapport aux meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des EGE (évaluations globales d'excellence) qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès.

Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen

annuel d'arrêts automatiques réacteur (« AAR¹ »). Alors que 40 AAR étaient survenus en 2010, ce dernier a diminué pour atteindre 34 AAR en 2013.

EDF est soumis à la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Cette loi garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et sur l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les conséquences sur l'environnement et sur les populations et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne (« PUI »), élaboré par EDF, et
- du plan particulier d'intervention (« PPI »), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte le risque d'actes de malveillance.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfets. En 2013, 13 exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN »), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Depuis fin 2012, il est possible de projeter la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. À fin 2015, elle sera pleinement opérationnelle de manière à permettre des interventions en parallèle sur 6 tranches.

Les missions de la FARN sont les suivantes :

- intervenir dans un délai de 24 heures pour épauler, voire relever les équipes qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné, dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours (ce qui implique des capacités logistiques en support, dans le domaine de l'alimentation et du couchage notamment) sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée par des pollutions chimiques sur certains sites ;
- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la Direction Générale de l'entreprise, la Direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

La FARN vient en appui de l'organisation de crise déjà prévue en cas de situation accidentelle.

1. Arrêt automatique et instantané de l'installation par la mise en route des protections assurant sa sécurité.

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté (« ESS »)

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES – *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés d'« écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 ».

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2012, EDF a recensé annuellement, pour l'ensemble de son parc, au plus un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté). En 2013, il n'y a pas eu d'événement significatif pour la sûreté de niveau 2. En 2013, les résultats montrent des progrès significatifs par rapport à 2012 avec un nombre moyen de 1,19 événement de niveau 1 par réacteur (soit 69 événements) contre 1,55 un an plus tôt. Le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 10,36 par réacteur (soit 601 événements), stable par rapport à 2012.

Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2013, la dose collective moyenne est de 0,79 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 45,9 hommes-sieverts en 2013), niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. La dosimétrie collective en 2013 est supérieure à celles de 2011 (41,6 hommes-sieverts) et 2012 (39,3 hommes-sieverts). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

EDF souhaite continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps en entier. Ainsi, tout au long de l'année 2013 et sur 12 mois glissants, aucun des intervenants – salariés d'EDF et des entreprises prestataires – n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 16 millisieverts et le nombre de personnes exposées à plus de 14 millisieverts a été de 8 (20 en 2012).

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 050 tonnes de combustibles UNE (uranium naturel enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 50 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

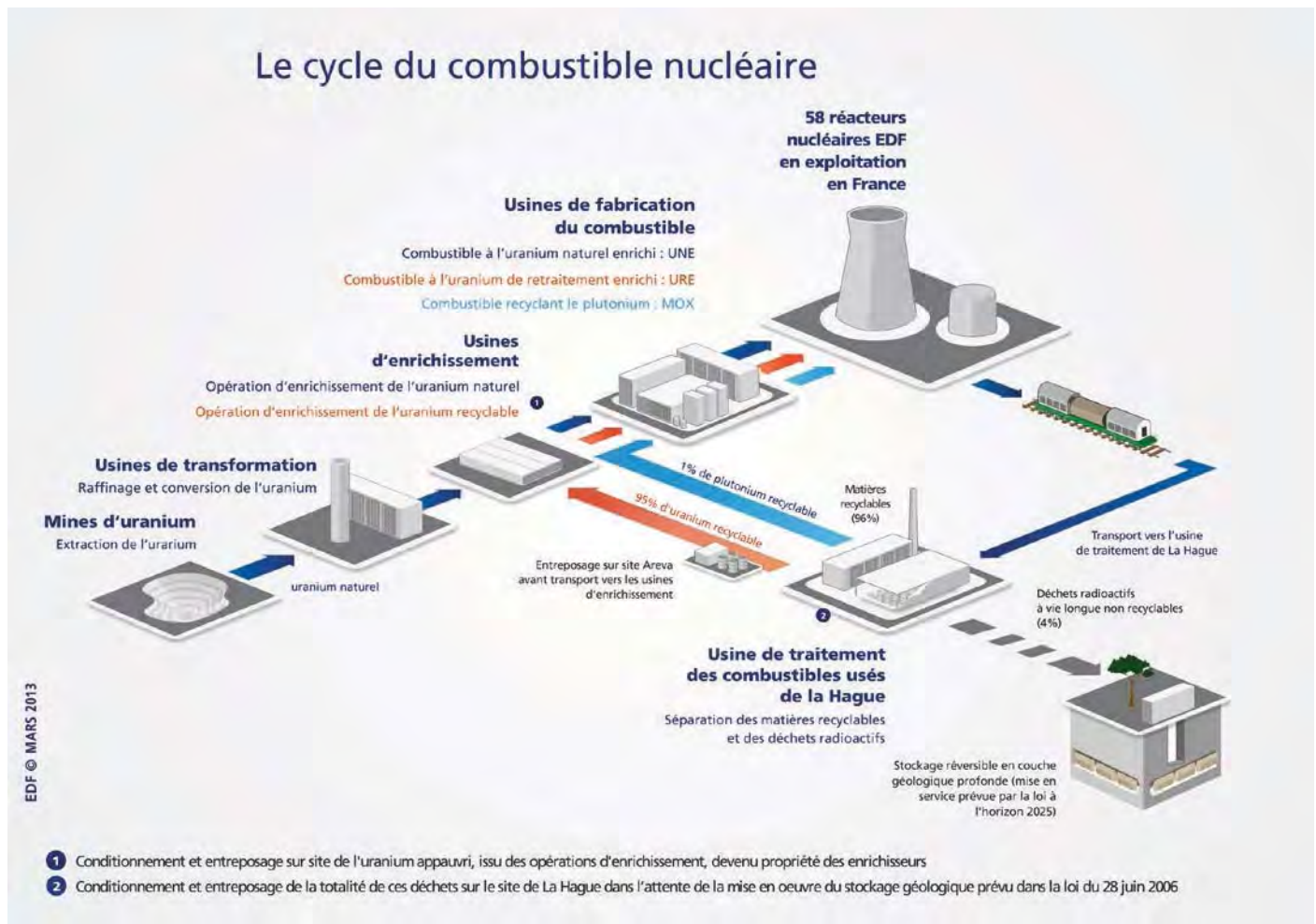
- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

L'amont

Dans le cadre de l'intégration du Groupe, les approvisionnements en uranium et en services associés (conversion, enrichissement) pour EDF et sa filiale EDF Energy sont mutualisés.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire en France :



Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

Par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin), EDF cherche à éviter d'avoir recours au marché de court terme en cas d'aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement et de prix, sur des marchés de matières et services de l'amont qui peuvent connaître des variations significatives.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats d'une durée de 7 à 20 ans déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés à terme par des contrats définitifs (options garantissant l'accès pour la fin de période de couverture des besoins à des volumes sous conditions de négociations de prix). Cette politique d'achat a pour objectif premier de garantir la sécurité des approvisionnements d'EDF à long terme et contribue également à la couverture partielle du risque prix.

Pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement. Cette politique permet de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel, en particulier l'Australie, le Canada et le Kazakhstan.

Le groupe AREVA reste un fournisseur important. S'inscrivant dans la continuité des décisions du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, EDF et AREVA se sont mis d'accord en février 2012 sur les principes d'un partenariat portant notamment sur la fourniture d'uranium contribuant à sécuriser sur le long terme les approvisionnements d'EDF. Dans ce contexte, EDF et AREVA ont signé en 2012 deux contrats assurant la fourniture d'environ 30 000 tonnes d'uranium sur la période 2014-2035.

Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont parfois limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations à la hausse des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués et lissés dans le temps, tout en permettant de bénéficier des baisses éventuelles.

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par l'usine Comurhex du groupe AREVA, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada et au Royaume-Uni, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

Des contrats conclus par EDF en 2013 permettent de renforcer la couverture à long terme des besoins d'EDF en services de fluoration.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

Dans un objectif de sécurisation de ses approvisionnements en services d'enrichissement à des conditions compétitives, EDF s'est assuré d'une

couverture significative de ses besoins auprès des enrichisseurs Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie).

Conformément au contrat long terme conclu en 2008 entre AREVA et EDF, les livraisons de services d'enrichissement par Georges-Besse 2 (nouvelle installation d'AREVA basée sur l'ultracentrifugation, en remplacement de l'ancienne installation qui utilisait la diffusion gazeuse) à EDF ont débuté en 2013. Progressivement, une part significative des services d'enrichissement approvisionnés par EDF proviendra de cette nouvelle usine.

Ainsi, la couverture en services d'enrichissement des besoins du parc existant ou en cours de construction d'EDF en France comme au Royaume-Uni s'est renforcée pour atteindre l'horizon post-2020, sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

La filière uranium de retraitement enrichi (« URE »)

Cette filière permet de recycler dans les réacteurs l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. Les recharges fournies par cette filière sont chargées dans les tranches de la centrale de Cruas.

L'uranium issu du retraitement actuellement non utilisé est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fabricants d'assemblages de combustible AREVA NP et Westinghouse ont été renouvelés en 2012 pour la période 2013-2014 et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec AREVA NP assure la part prépondérante des besoins d'EDF.

La gestion des combustibles en cœur

EDF a mis en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers, qui a permis d'accroître le rendement énergétique du combustible et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales tout en assurant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. EDF a ainsi retenu pour son parc des cycles de production de 12 à 18 mois (voir section 6.2.1.1.3.2. (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)).

L'aval du cycle en France

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps. AREVA est en charge du traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est en charge des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. Les capacités de recyclage conduisent à traiter environ 1 000 tonnes de combustibles usés par an.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. À l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO₂ usés sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM).

L'accord traitement-recyclage concerne :

- le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague et leur entreposage ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité et leur conditionnement ;
- le conditionnement des déchets radioactifs extraits du combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage ;
- le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium issu du traitement (voir « La filière uranium de retraitement enrichi (« URE ») » ci-avant).

Sur la période 2008-2012, cet accord fixe les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'AREVA par EDF. Il prévoit dans ce cadre un accroissement des quantités annuelles de combustibles usés traités et de combustible MOX à respectivement environ 1 050 tonnes et 120 tonnes entre 2010 et 2012. Une négociation est engagée avec AREVA pour définir les conditions du traitement-recyclage à partir de 2013. Dans l'attente de la finalisation de cette négociation, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire qui permet de poursuivre les opérations industrielles.

Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixait le montant d'une soule libératoire versée par EDF à AREVA. Le dernier versement a eu lieu en 2011.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (haute activité) aux déchets TFA (très faible activité) en passant par les déchets FA et MA (faible et moyenne activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité sous un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales uranium naturel - graphite - gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 m³.

En s'appuyant sur les acquis des travaux et recherches menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991, la loi du 28 juin 2006 définit un programme de gestion à long terme pour les déchets de haute activité à vie longue, en retenant, dans son plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, le stockage géologique comme solution de référence : « [...] Après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde. » La loi précise notamment que « pour assurer [...] la gestion des déchets radioactifs à vie longue de haute ou moyenne activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies [...] et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde [...] en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025 » (pour plus de précisions concernant la loi du 28 juin 2006, voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Ce calendrier a été confirmé par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012.

L'ANDRA a donc saisi la Commission Nationale du Débat Public le 9 octobre 2012 pour organiser un débat public, qui s'est tenu en 2013, sur ce projet.

Le compte-rendu et le bilan de ce débat public ont été rendus publics le 12 février 2014. L'ANDRA doit décider des suites qu'elle donnera aux attentes exprimées, notamment sur un jalonnement plus progressif du projet, intégrant une étape de stockage « pilote », et faire des propositions à l'État pour y répondre. Ces propositions seront rendues publiques avant mi-mai 2014.

Lorsque le projet de stockage géologique entrera en phase industrielle, il devra faire face à de nouveaux enjeux afin d'aboutir à un ouvrage techniquement, industriellement et économiquement optimisé et maîtrisé, conforme aux exigences de sûreté publiées par l'Autorité de sûreté nucléaire et mené de façon cohérente, de sa conception à sa réalisation. Il convient à cette fin de stabiliser dès à présent les meilleures bases de conception pour la poursuite du projet et de déterminer la meilleure organisation sécurisant la réussite des phases de conception et de réalisation industrielles.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en le faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a réalisé en 2012 et 2013 des études d'esquisse prenant notamment en compte des options de conception proposées par les producteurs. Elle étudie à ce stade des optimisations identifiées lors d'une phase d'analyse de la valeur menée conjointement avec les producteurs et devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage, intégrant ces éléments, au plus tôt mi 2014, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le Ministre chargé de l'énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL, de moindre activité que les déchets HAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation du parc uranium naturel - graphite - gaz et ceux issus des 40 années de référence d'exploitation du parc REP actuel, représentera environ 37 000 m³. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, puisqu'ils ne nécessitent pas un entreposage long pour refroidissement avant stockage.

De même que les déchets HAVL, les déchets MAVL sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couche géologique profonde qui seront à prendre dans le cadre de la loi du 28 juin 2006.

Déchets de faible activité à vie longue (« FAVL »)

Les déchets de faible activité à vie longue (« FAVL ») appartenant à EDF proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir ci-après), mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets M-HAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface. Dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (« PNGMDR ») 2010-2012, et en collaboration avec l'ANDRA, les exploitants nucléaires ont étudié des scénarios de gestion alternative intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et de très faible activité (« FMA » et « TFA »)

Les déchets FMA à vie courte (« FMA-VC ») proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaing, géré par l'ANDRA, conçu pour les déchets de faible et moyenne activité.

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est du même ordre de grandeur que la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ces déchets sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centracco de SOCODEI, filiale d'EDF. Après un arrêt complet de l'usine consécutif à un accident survenu en 2011 dans un four de fusion de déchets métallique, l'ASN a autorisé SOCODEI en juin 2012 à redémarrer l'incinérateur de l'usine Centracco, ce qui a permis de reprendre le traitement des déchets qui étaient entreposés sur les sites des centrales nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.3. (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). SOCODEI mène actuellement les actions nécessaires au redémarrage des installations de fusion des déchets.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013), qui couvrent la gestion des combustibles usés (y compris le combustible engagé en réacteur et non encore irradié) et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Pour évaluer les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue (« MAVL-HAVL »), issus du traitement des combustibles usés, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en conformité avec la loi du 28 juin 2006 qui a défini ce mode de gestion comme la solution industrielle de référence.

Pour les déchets de faible activité à vie longue (« FAVL »), issus de la déconstruction des centrales UNGG arrêtées, les provisions sont établies par EDF à partir des calendriers prévisionnels de production de ces déchets et des hypothèses de coûts relatives aux modalités de stockage définies par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (« FMA » et « TFA ») est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants. Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2013 sont établies en application des prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007. Conformément à cette loi, le Ministre en charge de l'énergie arrêtera et publiera une nouvelle évaluation du coût de stockage en 2014, sur la base d'un chiffrage proposé par l'ANDRA et après avoir recueilli l'avis des exploitants et de l'Autorité de sûreté nucléaire.

6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs : il permet une relative indépendance énergétique grâce à des réserves mondiales d'uranium importantes, plus que suffisantes pour couvrir la demande mondiale prévue à l'horizon 2035 (AIE, *World Energy Outlook 2013*) ; l'énergie nucléaire est également une énergie non émettrice de CO₂, atout essentiel dans le contexte du changement climatique.

Le développement de réacteurs de quatrième génération (voir section 11.2.1 (« Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné »)) permettrait de réduire de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années.

Par ailleurs, le Conseil de politique nucléaire réuni le 28 septembre 2012 a réaffirmé la confiance de la France dans la technologie et l'industrie nucléaires françaises et la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Dans ce cadre, l'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant l'extension au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation :
 - la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon,
 - la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville ;
- l'optimisation de l'EPR capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe et le développement de nouveaux modèles de réacteurs de troisième génération (1 000 MW et 1 500 MW) (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international » – « Nucléaire international »)).

Extension de la durée de fonctionnement significativement au-delà de 40 ans des tranches en exploitation

Évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») pour chacun de ses 19 sites nucléaires, englobant les réacteurs en exploitation et en construction. Ces évaluations complémentaires de la sûreté ont fait suite aux demandes de l'ASN et du Conseil européen, consécutivement à l'accident de Fukushima au Japon.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté et issu directement du retour d'expérience de l'accident. Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si une légère modification des scénarii envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, suffirait à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980 et codifiés depuis par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN ») de juin 2006. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, propositions qui renforcent la prise en compte des situations allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté et ce, pour concourir à élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles ». Dans le même temps, l'ASN considère que « la poursuite de leur exploitation

nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté et se traduisant par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site). Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de six cents prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'action post-Fukushima défini à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre pour chaque tranche des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place partout avant 2018. En attendant, un groupe diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches au cours du premier semestre 2013. Les décisions publiées en juin 2012 ont également confirmé la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). La définition complète du noyau dur a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN. Les travaux entrepris à la suite de l'accident de Fukushima s'étendent sur plusieurs années et EDF va continuer à mobiliser toute son expertise, ainsi que les ressources de la filière industrielle, pour étudier et réaliser l'ensemble de ces améliorations de façon à respecter les prescriptions de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

La loi TSN de 2006 ne fixe pas de durée limite d'exploitation a priori, mais impose, tous les dix ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans.

Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur. Ainsi, à l'issue de la visite décennale de chaque réacteur du palier 900 MW, l'ASN prononce une autorisation pour le redémarrage. Six mois après le redémarrage suivant la visite décennale, l'exploitant lui remet un rapport de conclusion du réexamen de sûreté, sur la base duquel l'autorité de sûreté adopte une décision qui fixe les prescriptions techniques complémentaires à mettre en œuvre par l'exploitant pour poursuivre l'exploitation du réacteur dix années supplémentaires.

La tranche du Tricastin 1 est la première à avoir connu l'ensemble du processus nécessaire à la poursuite d'exploitation jusqu'à 40 ans. Cela s'est concrétisé par un avis positif rendu par l'ASN le 4 novembre 2010 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée pour dix années supplémentaires après sa troisième visite décennale. Conformément aux prescriptions techniques émises à cette occasion par l'ASN, EDF devra notamment terminer d'ici à fin 2014 les travaux engagés afin d'assurer par un renforcement des ouvrages hydrauliques de Donzère-Mondragon une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénaire majorée.

La tranche de Fessenheim 1 est la seconde à avoir connu la fin de ce processus : elle a terminé sa troisième visite décennale en mars 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a rendu un avis positif le 4 juillet 2011 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée dix années supplémentaires ; cet avis a été rendu sous condition notamment du renforcement du radier du réacteur avant mi-2013 et de l'installation de dispositions techniques de secours pour évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide. La seconde tranche de Fessenheim a terminé sa troisième visite décennale en mars 2012, date à laquelle le réacteur a été autorisé à redémarrer. Pour ces deux tranches comme pour les autres, EDF s'est engagé à réaliser les travaux complémentaires conformément aux conditions prescrites par l'ASN et ceux-ci ont été intégralement réalisés pour la tranche 1 en 2013 (concernant les décisions relatives à la centrale de Fessenheim, voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)).

Au total, à fin 2013, 19 des 34 tranches de 900 MWe ont passé leur troisième visite décennale ¹, et pour 5 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2 et 4 et Tricastin 1) le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (avis et prescriptions de l'ASN reçus).

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc significativement au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important réalisé, d'une part, lors des troisièmes visites décennales et, d'autre part, au titre des améliorations post-Fukushima. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de recherche & développement. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)), et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

S'agissant des améliorations de la sûreté des tranches à réaliser pour étendre la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans, après une première réunion avec l'ASN en septembre 2010 pour en présenter les principales orientations, EDF a envoyé à l'ASN en 2011 un dossier pour instruction. L'ASN a fait examiner ce dossier par l'IRSN et les 18 et 19 janvier 2012 par le groupe permanent « réacteurs », composé d'experts mandatés par elle. Le groupe permanent a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et pour certaines renforcées.

Les demandes formulées par l'ASN à l'issue de ce groupe permanent ont été reçues fin juin 2013. EDF a transmis à l'ASN en octobre 2013 une première version du dossier fixant ses orientations pour l'amélioration de la sûreté des tranches de 900 MWe lors de leur quatrième visite décennale, initialisant ainsi le processus réglementaire du réexamen de sûreté.

Une seconde version de ce dossier a ensuite été transmise en février 2014. Pour sa part, l'ASN a indiqué qu'elle émettrait en 2015 une première position sur les orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrième visites décennales des réacteurs 900 MW et en 2018/2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen, l'autorisation finale de fonctionnement au-delà de 40 ans étant prise réacteur par réacteur.

Un allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté :

- de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue ;
- de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans des centrales neuves au-delà de 2025 ; et
- de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves, ce qui présente un intérêt industriel.

État d'avancement du projet EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville

Une ingénierie « architecte-ensemblier »

Pour la réalisation du projet EPR de Flamanville 3, EDF est exploitant-architecte-ensemblier, ce qui correspond à la position déjà adoptée lors du développement, de la rénovation et de la déconstruction de ses actifs de production en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie. Ce rôle permet la maîtrise de la conception et du fonctionnement des centrales, de l'organisation des projets de développement, du planning de réalisation et du coût de construction, des relations avec l'ASN et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Phase de lancement du projet

En octobre 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France à Flamanville, en cohérence avec la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« loi POPE »).

Un débat public a été organisé et animé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP ») sur le projet de construction d'une tête de série EPR à la suite duquel le décret d'autorisation de création (« DAC ») de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007. Le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012 a réaffirmé la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Plusieurs recours ont été exercés par des associations contre certaines autorisations administratives, dont un est en cours devant le Conseil d'État (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

Études

Les études de réalisation se poursuivent afin de produire les documents d'exécution et d'assurer le bon déroulement de la construction sur site.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire

EDF a remis en octobre 2010 à l'Autorité de sûreté nucléaire une première version de travail du dossier de mise en service de Flamanville 3 afin de permettre une instruction anticipée. La transmission de la version finale de ce document est requise au plus tard un an avant le chargement en combustible du réacteur, soit en 2015. L'ASN a par ailleurs considéré que les évolutions apportées par EDF à l'architecture du contrôle-commande de l'EPR sont satisfaisantes eu égard à la demande faite en octobre 2009 d'éléments de justification complémentaires et d'examen de dispositions de conception différentes.

Contrats de fourniture et de travaux

La sécurisation du budget de construction s'est poursuivie en 2013 avec la contractualisation des travaux restant à mener jusqu'à la mise en service avec les principaux fournisseurs. Près de 70 % du budget de construction est porté par 6 principaux contrats (chaudière, génie civil, contrôle-commande, tuyauterie, travaux en mer et galerie de rejets, alternateur - condenseur - poste d'eau). Les principaux contrats à l'exception du contrat chaudière, conclu avec AREVA, ont été attribués à la suite d'appels d'offres internationaux.

Fabrication des équipements

La fabrication des équipements requis pour la construction est maintenant très avancée. Les premiers gros composants ont été livrés sur site en 2010, les gros composants de la partie conventionnelle ont été livrés en 2011, et l'essentiel des équipements de la partie nucléaire sera disponible en 2014.

La cuve du réacteur a été livrée en octobre 2013 sur site et introduite dans le bâtiment réacteur en janvier 2014.

Travaux sur site

Après une phase de travaux préparatoires commencée à l'été 2006, la construction du réacteur Flamanville 3 de type EPR est engagée depuis le mois de décembre 2007 (date du premier béton). Au cours de l'année 2013, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- pose du dôme en juillet 2013, après mise en place du pont polaire ;
- mise en place du tampon d'accès matériel dans le bâtiment réacteur ;
- fin du bétonnage de la coque avion des bâtiments auxiliaires nucléaire et combustible ;
- mise en eau du bassin de rejet, et du réservoir de sauvegarde appelé IRWST pour des tests d'étanchéité ;
- finalisation du cuvelage de la piscine de désactivation dans le bâtiment combustible ;
- mise en place des tuyauteries de raccordement vapeur en salle des machines ;
- raccordement au réseau 400 kV et mise en service des transformateurs de soutirage ;

1. Parmi les 6 visites décennales de tranches 900 MWe réalisées en 2013, 2 tranches ont été recouplées dans les premières semaines de 2014.

- montée en cadence des montages mécaniques et électriques avec notamment l'installation et la mise en service progressive de l'alimentation électrique et des armoires de contrôle-commande de l'îlot nucléaire.

À la suite du remplacement des consoles du pont polaire de manutention du bâtiment réacteur, le bétonnage de l'enceinte a repris en début d'année 2013. À fin 2013, le génie civil était quasiment abouti et l'avancement des montages électromécaniques supérieur à 50 %.

Calendrier de mise en service et budget

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3, celui-ci atteignant 8,5 milliards d'euros²⁰¹². Au-delà de l'effet « tête de série » – Flamanville 3 est la première centrale nucléaire construite en France depuis 15 ans –, certains facteurs ont pesé sur ce coût. Ainsi, cette réévaluation tient compte des dépenses complémentaires liées à des aléas industriels, notamment le remplacement des consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux. Ont également été intégrés les études d'ingénierie supplémentaires, la prise en compte des nouvelles exigences réglementaires, dont l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires, ainsi que les enseignements post-Fukushima.

Ces éléments sont confirmés fin 2013 ainsi que l'objectif de première production commercialisable en 2016.

Résultat de l'évaluation complémentaire de sûreté pour l'EPR

L'exercice d'évaluation complémentaire de sûreté a également été mené pour l'EPR, sachant que ce réacteur tire sa robustesse de sa conception initiale. Les paradés supplémentaires à mettre en œuvre sont compatibles avec le planning.

Sur l'EPR, l'analyse par les groupes permanents de l'ASN les 8, 9, et 10 novembre 2011 montre que la conception de la centrale actuellement en construction à Flamanville assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves du type de l'accident de Fukushima. Dans ce contexte, les groupes permanents estiment qu'EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant du « noyau dur » relatif à la prévention et à la limitation des conséquences d'un accident grave. Cette analyse a été confirmée par le rapport de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté.

Penly 3

Le 30 janvier 2009, le Président de la République française avait confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation serait assurée par EDF. Les travaux menés dans le cadre de la préparation de ce projet ont été suspendus à la mi-2012 dans l'attente d'une redéfinition des orientations sur ce projet.

6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'Agence internationale de l'énergie atomique (« AIEA ») :

- niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité aux installations sous surveillance ;
- niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement, confinement et mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs ; la surveillance n'est plus nécessaire. À l'issue de ces opérations, le site peut être réutilisé pour un usage industriel.

En général, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de cinq à dix ans après l'arrêt de production du réacteur. La durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans. Par ailleurs, des bâtiments conventionnels peuvent être conservés et utilisés pendant la déconstruction.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction « dans un délai aussi court que possible, entre l'arrêt définitif du fonctionnement de l'installation et le démantèlement de celle-ci » (voir arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par la loi TSN et son décret d'application n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Pour un site donné, il se caractérise par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, permettant la déconstruction ;
- des rendez-vous clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- des phases préliminaires à l'obtention du décret d'autorisation, durant lesquelles :
 - l'exploitant doit fournir au moins trois ans avant la mise à l'arrêt définitif un dossier de demande à ses autorités de tutelle et à l'ASN (article 37 du décret d'application n° 2007-1557) précisant notamment les modalités de déclassement (article 40 du décret d'application n° 2007-1557),
 - des consultations et enquêtes publiques doivent être organisées (article 38 du décret d'application n° 2007-1557).

La déconstruction des centrales de première génération arrêtée

Concernant les centrales à l'arrêt (un réacteur à eau pressurisée (« REP »), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (« REL »), Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (« RNR »), Creys-Malville ; et six réacteurs de la filière uranium naturel - graphite - gaz (« UNGG ») à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement à l'horizon 2040, en cohérence avec la date de mise en service du stockage FAVL par l'ANDRA envisageable à ce jour. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF mises à l'arrêt définitif produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de haute activité. Les 20 % restant correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL et MAVL (projet de centre industriel de stockage géologique (CIGEO)).

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets TFA et FMA seront complétées par :

- le projet d'Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés (« ICEDA ») en cours de développement sur le site de Bugey. L'enquête publique, réalisée en juin et juillet 2006, a conclu à un avis favorable, et un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer l'installation. Toutefois, en parallèle, des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés. Le Tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation en décembre 2011 du permis de construire d'ICEDA au motif de sa non-conformité avec le plan local d'urbanisme (PLU) de sa commune d'implantation, décision confirmée en appel par la Cour administrative de Lyon. Celle-ci a été cassée le 24 mars 2014 par le Conseil d'État et la Cour administrative d'appel de Lyon est à nouveau

saisie du dossier. Les travaux sont donc suspendus depuis janvier 2012. Sur le plan administratif, le PLU a été révisé par la commune de Saint-Vulbas en décembre 2012 : il fait actuellement l'objet de recours auprès du Tribunal administratif de Lyon. Mais un nouveau permis de construire a été accordé à EDF par arrêté préfectoral le 21 août 2013, permis contre lequel deux recours ont été déposés mi-octobre (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)) ;

- le Centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, après remise d'un rapport à l'État fin 2012, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse, à flanc de colline, crée par ailleurs des conditions très particulières.

Concernant Brennilis, en application d'une convention¹ de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de sa déconstruction. EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction de la centrale de Brennilis fin juillet 2008. Ce dépôt faisait suite à la décision du Conseil d'État du 6 juin 2007 d'annuler le décret autorisant EDF à procéder à la déconstruction totale du réacteur, annulation motivée par l'absence de mise à disposition du public, avant parution du décret, d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. À la suite de cette décision, EDF avait pris dès 2007 les dispositions nécessaires afin de garantir la mise en sécurité des installations pendant l'interruption des travaux de déconstruction. L'enquête publique s'est déroulée du 27 octobre au 11 décembre 2009. La commission d'enquête a donné un avis défavorable au projet le 15 mars 2010, avis assorti cependant d'une recommandation de réalisation de certains travaux. Un décret paru au *Journal officiel* du 28 juillet 2011 a permis ainsi de reprendre et finaliser les travaux de démantèlement partiel de la centrale ; la réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre de ce décret se poursuit. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011, respectant ainsi les échéances requises par le décret partiel. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que l'instruction de la demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne peut être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire d'ICEDA (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, le programme de déconstruction d'EDF prévoit une évacuation directe du graphite de ces centrales au centre de stockage FAVL. Or, l'allongement des délais de mise à disposition par l'ANDRA du centre de stockage retarde l'avancement des travaux.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité des sites (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »)), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3. Depuis fin 2007, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application, la part correspondant à la gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction a été regroupée avec l'ensemble des provisions concernant les déchets d'origine nucléaire. Les montants provisionnés

au titre de la déconstruction ne concernent donc plus que les opérations industrielles proprement dites.

En ce qui concerne les centrales de première génération à l'arrêt, les technologies sont très différentes les unes des autres (UNGG, REL, REP, RNR). Les coûts de déconstruction ont été évalués à partir de devis mis à jour en 2008, réévalués en 2012 en tenant compte de l'expérience industrielle accumulée, des aléas réglementaires et techniques rencontrés et de l'évolution des hypothèses techniques et réglementaires. Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont très différents les uns des autres, et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée réacteur par réacteur. Le financement de ces travaux de déconstruction est provisionné dans les comptes d'EDF (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »)), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Pour les réacteurs standardisés de la filière REP en exploitation, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 309 euros₂₀₁₃ par kilowatt installé. Ce montant couvre les opérations de déconstruction, hors gestion des déchets issus de la déconstruction.

L'estimation détaillée des coûts de déconstruction réalisée en 1999 sur l'exemple représentatif du site de Dampierre a été réactualisée par EDF en 2009, pour tenir compte du retour d'expérience des opérations de déconstruction effectuées par EDF sur ses centrales de première génération et des opérations de déconstruction de niveau 3 (démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et des équipements radioactifs) menées par d'autres opérateurs, essentiellement américains. À l'occasion de cette mise à jour, il a été vérifié par une approche analytique que le coût de déconstruction ramené au kilowatt installé pour les 4 tranches 900 MW du site de Dampierre était bien extrapolable à l'ensemble du parc REP, et que les provisions constituées pour la déconstruction des 58 tranches en fonctionnement n'avaient pas lieu d'être révisées.

Dans le cadre de l'actualisation en 2009 de cette étude « Dampierre », EDF a commandité une étude au cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur Maine Yankee aux États-Unis. Il en est ressorti, d'une part, que les estimations de LaGuardia et d'EDF étaient très proches et, d'autre part, que tout exercice d'intercomparaison nécessite une vérification approfondie du périmètre et des hypothèses considérés. Il convient notamment de tenir compte des exigences spécifiques à chaque pays, du degré de standardisation et d'homogénéité du parc, de la filière, du nombre de tranches par site, de l'éventuelle réutilisation industrielle du site, etc. EDF, en tant qu'unique propriétaire, exploitant, architecte-ensemblier, bénéficie de la connaissance de ses centrales et de l'expertise d'une entité d'ingénierie spécialisée dans ce domaine.

Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. Hormis quelques cas particuliers (Suède, Japon), les coûts avancés par chacun sont en effet assez homogènes, la France se situant 10 % à 15 % en dessous de la moyenne, ce qui s'explique notamment par l'effet de série que l'on peut raisonnablement attendre de la déconstruction du parc REP.

Des audits sur les outils d'évaluation des obligations de fin de cycle concernant EDF, AREVA et le CEA seront réalisés sous l'égide de la DGEC à partir de 2014. Ces audits s'inscrivent dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et du décret du 23 février 2007 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Installations de tiers : La Hague (AREVA) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

Dans ce cadre, des accords conclus avec AREVA en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de la déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

1. Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de Phénix.

6.2.1.1.3.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 48.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Pour EDF, il s'agit des provisions relatives à :

- la déconstruction des centrales nucléaires (13,0 milliards d'euros au 31 décembre 2013) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (7,5 milliards d'euros au 31 décembre 2013) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (454 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La provision pour gestion du combustible usé et la part de la provision pour derniers cœurs relative au coût du combustible non irradié relèvent du cycle d'exploitation et sont donc exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer.

La loi du 28 juin 2006 avait fixé un délai de cinq ans pour que la valeur du portefeuille des actifs dédiés soit au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011. La loi NOME du 7 décembre 2010 a accordé aux exploitants un report dérogatoire de cinq ans pour la couverture complète du passif par les actifs, soit au plus tard en juin 2016, si l'exploitant remplit les conditions prévues par la loi, ce qui est le cas d'EDF.

L'État a autorisé le 8 février 2013, en application du décret du 23 février 2007, l'affectation aux actifs dédiés de la créance CSPE détenue par EDF. Compte tenu de cette autorisation, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille pour un montant de 2,4 milliards d'euros, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, atteignant ainsi l'objectif de couverture de

100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Les actifs dédiés représentaient, au 31 décembre 2013, une valeur de réalisation de 21,7 milliards d'euros, en regard de 21,0 milliards d'euros de provisions (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 48.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Suite au décret du 24 juillet 2013 modifiant le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, EDF a créé EDF Invest en juillet 2013, qui est en charge de la gestion du portefeuille d'investissements non cotés au sein des actifs dédiés d'EDF. Ces investissements non cotés ciblent trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le *private equity*. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

6.2.1.1.4 Production hydraulique

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté, en 2013, 9,2 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation du pompage.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 436 centrales :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent 58 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent moins de 8 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est de 69 ans.

Le tableau ci-dessous récapitule la puissance maximale des centrales hydrauliques, ainsi que leur production nette du pompage et leur consommation par pompage des trois dernières années, selon que leur capacité est inférieure ou supérieure à 12 MW.

	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	997,0	996,2	996,2
Production nette du pompage (TWh)	3,2	2,6	2,2
Consommation par pompage (GWh)	47,1	40,3	16,1
Production pompage compris (TWh)	3,2	2,6	2,2
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	19 029,4	19 013,3	19 011,1
Production nette du pompage (TWh)	39,4	32,0	24,6
Consommation par pompage (TWh)	7,0	6,7	6,9
Production pompage compris (TWh)	46,4	38,6	31,5
PUISANCE MAXIMALE TOTALE (GW)	20,0	20,0	20,0
PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE (TWh)	42,6	34,5	26,8
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (TWh)⁽¹⁾	49,6	41,2	33,7

(1) Y compris usine marémotrice de la Rance (449 GWh).

Au périmètre France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors outre-mer et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulité moyenne, voir glossaire) annuelle d'environ 43,5 TWh, contribuant à placer la France au rang de second producteur d'électricité renouvelable de l'Union européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe, et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent

pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

Catégorie	Puissance	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	17,1 TWh
Lac	8,8 GW	15,8 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,8 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

Les STEP d'EDF en France continentale représentent une puissance de 4,3 GW pour une production qui en 2013 a été de 4,9 TWh. Le productible des STEP lié aux apports naturels dans les bassins amont est en moyenne de 1,1 TWh.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 4.2.2.2 (« Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur la santé de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une révision complète est réalisée tous les dix ans, assortie d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEG – Service technique de l'énergie électrique et des grands barrages). En 2013, EDF a réalisé 16 examens techniques complets sur ces ouvrages.

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de

fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe. La sûreté hydraulique est une priorité absolue dans le domaine de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution en profondeur des pratiques et des politiques d'exploitation depuis plusieurs années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

Ces dispositions sont régulièrement vérifiées par les services de contrôle (DREAL en région, DGEC au niveau central, appuyées du Bureau d'études techniques et de contrôle des grands barrages), selon les modalités définies par le décret n° 2007-1735 du 11 décembre 2007 relatif à la sécurité des ouvrages hydrauliques. Ce décret classe les ouvrages hydrauliques (barrages, digues, canaux...) selon leur typologie et fixe les obligations du propriétaire, de l'exploitant ou du concessionnaire, relatives à leur exploitation, à leur sécurité et à leur surveillance.

6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production hydraulique

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent un peu plus de 15 GW, soit environ 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 centres de conduite capables de modifier leur programme de fonctionnement à tout instant pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2013

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2013 est marquée par des conditions hydrologiques particulièrement favorables avec un productible hydraulique 2013 supérieur à 2012 et proche du maximum enregistré ces 25 dernières années.

La production d'électricité d'origine hydraulique hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage a été en France continentale de 49,6 TWh, et de 42,6 TWh nette de la consommation liée au pompage.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel les centrales sont disponibles à pleine

puissance, s'est établie en 2013 à 79,4 %, un résultat en baisse de 2,7 points. Pour l'année 2013, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 16,2 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) réalisés notamment dans le cadre du programme de rénovation SuPerHydro (voir ci-dessous) et pour 4,4 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années.

Depuis 2006, EDF a engagé un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages afin de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques de son parc. Le budget total de mise à niveau du patrimoine a été réévalué en 2011 pour tenir compte de l'ampleur des travaux et porté à 900 millions d'euros environ sur la période 2007-2015, dont 800 millions d'euros dédiés à la sûreté des installations. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, intitulé « Sûreté et performance de l'hydraulique » (« SuPerHydro ») entraîne, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes (engendrant une baisse de la disponibilité globale de l'ordre de quelques points) que celles enregistrées les années antérieures. La réalisation du programme atteint un taux de réalisation de 88 % à fin 2013, et n'impacte ni l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique ni le taux de réponse à la sollicitation, qui reste à un bon niveau. À l'issue de ce programme, EDF prévoit de poursuivre ces investissements pour compenser le vieillissement naturel de son parc et maintenir la performance et la sûreté de celui-ci.

EDF a engagé en 2011 un autre projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros à l'horizon 2021. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, via notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation. Il permet, au travers de pratiques modernisées et standardisées de maintenance et d'exploitation (e-exploitation, e-monitoring, gestion de la maintenance assistée par ordinateur, etc.), d'améliorer la performance opérationnelle du parc hydraulique, en particulier son productible, sa disponibilité et sa contribution aux services système. Après le test des différents pilotes sur plusieurs sites les deux années précédentes, les différentes composantes de ce projet sont passées en phase industrielle en 2013 en vue d'un déploiement généralisé à compter de début 2014.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants : renouvellement des concessions, gestion de l'accès à l'eau et développement.

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par décret pour les ouvrages de plus de 100 MW, par arrêté préfectoral pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 50 ans. Le renouvellement des titres est l'occasion d'une évolution du cahier des charges, qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau et prendre en compte les dispositions figurant dans le dernier cahier des charges type annexé au décret n° 99-872 du 11 octobre 1999 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008. Ce dernier précise notamment les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine 3 critères de choix du futur concessionnaire : (i) garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; (ii) respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ;

(iii) meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera, en théorie, d'une durée de 5 ans désormais, contre 11 ans actuellement¹.

La loi du 30 décembre 2006 (loi de finances rectificative pour 2006) a prévu l'institution, « lors du renouvellement des concessions d'hydroélectricité », d'une redevance proportionnelle aux recettes résultant des ventes d'électricité. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque procédure.

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance ne serait pas reconduite à la suite de la procédure. À l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'État (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état de marche et d'entretien ». La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

En revanche, les concessions dont le terme est anticipé par l'État feront l'objet d'une indemnisation. Cette indemnisation de la part de l'État est destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, du fait de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Dans ce cadre, l'État a décidé d'organiser la gestion des concessions arrivant à échéance et a successivement envisagé plusieurs approches :

- le 22 avril 2010, l'État a annoncé le périmètre des concessions de métropole à renouveler par appel d'offres. Dix concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français, doivent ainsi être renouvelées (dont 200 MW de suréquipements demandés). L'État souhaite anticiper le terme de 13 concessions, dont 12 détenues par EDF, afin d'opérer des regroupements par vallée.

Au total, les concessions détenues par EDF et concernées par ces renouvellements représentent une puissance concédée d'environ 4 300 MW et une production moyenne de près de 7 TWh par an, soit 15 % de la production hydraulique d'EDF, dont environ la moitié avec une échéance anticipée (2 150 MW et 3,5 TWh environ).

Entre 2015 et 2025, près de 1 000 MW et 3 TWh supplémentaires arriveront à leur tour à échéance.

- en novembre 2012, à la suite de la proposition du Président de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, une mission d'information parlementaire sur la mise en concurrence des barrages hydroélectriques a été créée. Les rapporteurs de cette mission ont rendu leurs conclusions le 17 septembre 2013 en présentant les avantages et inconvénients de trois scénarii alternatifs à la mise en concurrence : la prolongation des concessions par justification de l'existence d'un service d'intérêt économique général, l'exploitation des concessions hydrauliques par un établissement public et le passage du régime de la concession à celui de l'autorisation.
- le 27 août 2013, en réponse à un référé de la Cour des Comptes du 21 juin 2013 sur le renouvellement des concessions hydroélectriques, les Ministres de l'Économie et des Finances, du Budget et de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie ont proposé la mise en concurrence par la méthode dite « des barycentres », consistant à regrouper les concessions préalablement à la mise en concurrence, de façon à créer un ensemble cohérent avec une date d'échéance unique obtenue en pondérant les dates d'échéance des différents contrats au prorata des revenus générés.

Dans ce contexte, EDF se prépare à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et

1. Ces durées couvrent le déroulement complet de la procédure de mise en concurrence et de désignation d'un concessionnaire, de l'appel à candidature à la désignation du candidat retenu.

la sécurité d'exploitation. EDF s'appuie pour cela sur tout son savoir-faire en termes d'exploitation et d'ingénierie, ainsi que sur ses compétences dans le domaine de la protection de l'environnement.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de mètres cubes d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement, et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, et à essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de mètres cubes d'eau peuvent être lâchés chaque année depuis les barrages selon les besoins pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc.).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés¹ et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces dispositions devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

D'une manière générale et depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'efforce de mieux connaître l'impact de ses activités de production sur l'environnement et notamment sur la biodiversité (voir section 6.6.3.6 « Protection de la biodiversité »). En 2011, cette volonté s'est concrétisée par la signature d'un partenariat avec l'Onema (Office national de l'eau et des milieux aquatiques) pour la protection et la restauration des milieux aquatiques. Cet accord-cadre, d'une durée de quatre ans, couvre plusieurs problématiques liées à la gestion de la ressource en eau, à la gestion des espèces aquatiques, à la dynamique des rivières ainsi qu'aux aspects socio-économiques. Cet accord est complété d'un volet spécifique de recherche et développement relatif à la réponse des écosystèmes aquatiques à la présence et aux modes d'exploitation des ouvrages de production d'électricité.

Le projet de reconfiguration du barrage de Poutès sur l'Allier, approuvé par l'État le 6 octobre 2011, s'inscrit également dans cette orientation. Fruit de la concertation avec les élus et les associations, sous l'égide des pouvoirs publics, ce barrage au nouveau visage a pour objectif d'allier performance environnementale et production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Le projet innovant conçu par le Centre d'ingénierie hydraulique (« CIH ») d'EDF fera passer le barrage de 17 à 4 mètres de hauteur, facilitant le franchissement des poissons migrateurs pour un impact limité à 10 % environ sur la puissance maximale et le productible du barrage.

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF n'en poursuit pas moins le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets.

- En Alsace, EDF a engagé depuis 2008 un plan de développement de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
 - EDF a mis en service en 2008 la microcentrale hydraulique de Brisach, d'une puissance de 2,7 MW ; c'est à l'occasion de l'inauguration de cette centrale qu'EDF a annoncé son plan de développement en Alsace ;

- en 2009, EDF a participé à la mise en service de la microcentrale de Kehl, sur la rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW. Un projet similaire est en travaux à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, avec une mise en service prévue en 2015 ;
- EDF étudie le renforcement de la centrale hydroélectrique de Gamsheim par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Une opération similaire a été réalisée sur le barrage d'Iffezheim avec l'installation d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW, sur la rive allemande du Rhin, avec une mise en service réalisée au printemps 2013 ;
- dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du lac Noir devrait être remplacée après 2016 par une centrale de conception moderne, d'une puissance de 55 MW, dans le cadre de la nouvelle concession obtenue le 20 avril 2009 ;
- des mesures en matière de préservation des ressources en eau et de la biodiversité seront mises en œuvre, notamment avec la réalisation de passes à poissons à Strasbourg, dont le débit d'attrait¹ sera turbiné, et à Kembs.
- EDF a pour objectif d'exploiter un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor. Ce démonstrateur, premier du genre, comprendra à terme quatre hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW et vise à tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)). La mise au point de la première hydrolienne se poursuit avec une nouvelle campagne de tests en mer.
- La production à partir des débits réservés continuera à être développée. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. En 2013, deux groupes de turbinage de débit réservé ont été mis en service au niveau des barrages du Gréoux sur le Verdon et des Chaumettes sur la Diège. Leur puissance est respectivement de 760 kW et 195 kW, représentant une production annuelle de 6,4 et 1,3 GWh. Des projets sont à l'étude ou en cours de réalisation pour une puissance totale d'environ 21 MW et un productible de l'ordre de 126 GWh, avec des mises en service attendues s'échelonnant de 2014 à 2017.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW) : la construction de la centrale du Rondeau (à Échirolles dans l'Isère) a débuté cette année pour une mise en service à l'hiver prochain. D'une puissance de 2,2 MW, elle produira annuellement 13,7 GWh. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF via EDEV, et ses filiales sont spécialisées en gestion et exploitation de petits aménagements hydroélectriques et disposent à ce titre d'un parc de 81 centrales. L'un de leurs objectifs est de développer la petite hydraulique par :
 - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant (rénovation de 16 centrales dans la Mayenne, programme de rénovation des centrales du Var, du Lot et de la Dordogne),
 - l'acquisition de petits aménagements hydroélectriques en France,
 - la construction de petits aménagements hydroélectriques neufs (centrale de Palisse en construction dans le Cantal pour 2,6 MW et projets en cours d'étude),
 - la mise en place de partenariats pour le développement de projets ; avec, par exemple, la réponse, en association avec Vinci, au PPP de Voies Navigables de France pour le remplacement de 29 barrages sur l'Aisne et la Meuse et la modernisation de 2 autres sur la Meuse. Le contrat remporté, d'une durée de 30 ans, porte sur le financement, la conception, la construction, l'exploitation, la maintenance et le gros entretien-renouvellement des 31 barrages. Il est prévu d'équiper plusieurs barrages de microcentrales hydroélectriques, d'une puissance totale de 8 300 kW à l'horizon 2020 ;

1. Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

2. Débit d'eau permettant d'attirer les poissons vers les ouvrages de franchissements.

- optimiser le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (« STEP ») : dans le cadre d'un projet de la Commission européenne, EDF a engagé la réalisation d'un projet de transformation d'un des groupes de la STEP du Cheylas afin qu'il fonctionne à vitesse variable ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (loi « POPE » – voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. À la suite de l'arrêté du 31 mai 2011, EDF adapte les groupes existants de la centrale de La Bathie en Savoie pour augmenter de 45 MW la puissance disponible sur le réseau. De même, un arrêté du 18 décembre 2011 autorise EDF à augmenter d'environ 55 MW la puissance de la concession de Serre-Ponçon. Enfin, suite à l'arrêté du 17 juin 2013, EDF débute l'installation d'un nouveau groupe de production sur le site de la STEP de la Coche en Savoie. Ce groupe Pelton d'une puissance de 240 MW sera le plus puissant de France de cette technologie. Il permettra d'augmenter de 20 % la puissance de l'aménagement existant et de produire chaque année environ 100 GWh supplémentaires. D'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi POPE sont également à l'étude ;
- mettre à profit les opérations de rénovation de ses installations pour développer leurs capacités. Ainsi, EDF a pris en 2010 la décision de profiter d'une opération de rénovation lourde de la STEP de Revin pour améliorer les performances de l'installation (augmentation de l'énergie produite d'environ 20 % sur une STEP de puissance maximale de 808 MW) ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la Moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes.

Ces projets de développement de l'hydraulique par le groupe EDF en France continentale s'inscrivent pleinement dans les orientations du Grenelle de l'environnement.

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour les projets de développement. Cette démarche s'est concrétisée par l'inauguration de trois agences « une rivière, un territoire » : une à Rodez, en 2012, pour les vallées du Lot, de la Truyère et du Tarn ; et deux autres en 2013, à Tulle, d'une part, pour la vallée de la Dordogne et à Foix, d'autre part, pour les vallées des Pyrénées. Carrefour pour les porteurs de projets en quête d'expertise, ces agences permettent à EDF de participer au développement économique des territoires, en stimulant les projets innovants et en faisant appel à des prestataires locaux.

6.2.1.1.5 Production thermique à flamme (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2013, environ 3,4 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est de 27 ans¹, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 11 638 MW (pour une puissance installée totale de 15 028 MW).

Les moyens de production thermique à flamme présentent un certain nombre d'atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), la capacité à être placés en arrêt prolongé (mis en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts, un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes répondent aux exigences environnementales des dernières directives en vigueur.

Les moyens de production thermique à flamme constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe. Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Au 31 décembre 2013, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance² :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2013	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Énergie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2013	Au 31/12/2012	Au 31/12/2011
Charbon	250	7	1 750	entre 1966 et 1971	14,0	12,7	10,9
	580	3	1 740	en 1983 et 1984			
	535	2	1 070	en 1974 et 1975			
Fioul	585	2	1 170	en 1968 et 1973	0,2	0,8	0,4
	685	4	2 740	en 1976 et 1977			
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles	85	4	340	en 1980 et 1981	0,1	0,2	0,1
	203	1	203	en 1992			
	134	1	134	en 1996			
	125-129	2	254	en 1997 et 2007			
	185	2	370	en 2010			
	170	3	510	en 2008 et 2009			
Cycles combinés gaz	427	1	427	en 2011	1,3	1,2	0,4
	465	2	930	en 2012 et 2013			

1. Dans le document de référence 2012, l'âge moyen, calculé à partir de la date de premier couplage, était de 28 ans. En cohérence avec les autres calculs du document, l'âge du parc est cette année calculé à partir des dates de MSI. Il en résulte un âge moyen pour le parc THF de 27 ans.

2. Ce tableau tient compte de l'arrêt des trois tranches fioul de Martigues (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)).

La puissance installée du parc thermique en exploitation en France continentale s'établit à 11 638 MW, dont le cycle combiné au gaz de Blénod, mis en service en 2011 et les deux cycles combinés de Martigues, respectivement mis en service en 2012 et en 2013. Ces premiers cycles combinés d'EDF en France viennent compléter les investissements dans les turbines à combustion (« TAC »), moyens d'extrême pointe très réactifs¹ qui ont été mis en service à Vitry (Arrighi), à Vaires-sur-Marne et à Montereau. Par ailleurs, les deux turbines à combustion de Montereau peuvent fonctionner au gaz naturel et au fioul domestique, améliorant encore leur flexibilité.

Avec une puissance thermique en réserve qui s'établit à fin 2013 à 3 390 MW, la puissance installée totale du parc thermique à flamme d'EDF en France continentale s'élève donc à 15 028 MW.

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production thermique à flamme

La rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives.

En particulier, les plus récentes des tranches charbon 600 MW bénéficient des coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (tranches en bord de mer, sites de grande capacité, meilleurs rendements). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxyde d'azote). Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables depuis 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation au-delà de 2015. Un programme de rénovation de ces tranches charbon est en cours, avec pour objectifs l'amélioration de leur fiabilité et la prolongation de leur durée d'exploitation à l'horizon 2035.

En revanche, en raison des contraintes réglementaires environnementales, EDF prévoit de fermer ses 9 tranches charbon 250 MW. Pour ces tranches, les programmes de maintenance sont élaborés en tenant compte de leur fermeture prochaine. Dans ce contexte, deux des neuf tranches charbon 250 MW (Blénod 2 et Havre 1) ont été arrêtées en 2013. La tranche charbon 600 MW de Havre 2 a également été arrêtée en 2013, EDF ayant décidé d'anticiper de quelques mois la fermeture de cette tranche.

Le renforcement du parc de turbines à combustion et la rénovation du parc fioul pour contribuer à répondre aux besoins de pointe

Depuis 2007, EDF a mis en service environ 1 060 MW de capacités d'extrême pointe au moyen de turbines à combustion sur les sites de Vitry-Arrighi, Vaires-sur-Marne et Montereau. Ces moyens très réactifs sont mobilisés lors des périodes de forte consommation d'électricité.

Par ailleurs, EDF a équipé deux tranches fioul de brûleurs bas NO_x pour en permettre l'exploitation jusqu'en 2023, dans le respect de la réglementation environnementale applicable à partir de 2016.

La modernisation du parc de production thermique à flamme avec les cycles combinés

Après la mise en service en 2011 d'un premier cycle combiné au gaz (« CCG ») en France sur le site de Blénod, et celle du premier cycle combiné de Martigues en 2012, EDF a mis en service en 2013 le second cycle combiné au gaz à Martigues. Les cycles combinés de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul dont une partie des installations, comme la turbine à vapeur, le condenseur, les installations de traitement d'eau, est réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de

Martigues est de 930 MW et le rendement est de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques. Ces projets de rénovation et de modernisation du parc thermique à flamme permettront à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. Par ailleurs, les tranches fioul utilisent toutes du combustible à très très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBT », à teneur inférieure à 0,55 % de soufre).

Au-delà de la finalisation du projet de *repowering* de Martigues, EDF a décidé en décembre 2011 d'engager, en partenariat avec General Electric, le développement d'un cycle combiné gaz de nouvelle génération, équipé de la technologie FlexEfficiency50. Ce co-développement fournira l'opportunité d'exploiter un cycle combiné aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (510 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (61 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), tout en présentant de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO₂ en moyenne inférieures de 10 % à celles d'un CCG classique. Les travaux ont débuté en avril 2013 sur le site de Bouchain dans le nord de la France. À partir de 2016, le prototype sera testé pendant 2 ans puis transféré à EDF sous réserve que ces tests soient concluants.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels à des projets de captage en postcombustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO₂. Un démonstrateur de captage de CO₂ a été mis en service en 2013 sur le site du Havre. Ce projet, financé à hauteur de 25 % par les fonds démonstrateurs coordonnés par l'ADEME, est mené en collaboration avec Alstom. Ce démonstrateur permettra de tester l'impact du captage en postcombustion aux amines (procédé chimique qui consiste à piéger le CO₂ à l'aide d'un composé de type ammoniacal) sur le CO₂ présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, de vérifier l'impact de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation.

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique à flamme est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE ») ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Les émissions totales du parc EDF en France continentale en 2013 se sont élevées à 13,9 millions de tonnes². Par ailleurs, conformément à la réglementation européenne, les électriciens doivent payer l'intégralité des quotas de CO₂ correspondants à leurs émissions de gaz à effet de serre à compter de janvier 2013.

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'installation de procédés de dépollution et à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF s'est fixé pour objectif de réduire de 30 % les émissions de CO₂ (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire d'au moins 50 % les émissions de SO_x, NO_x et de poussières entre 2005 et 2020 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Production et performances techniques

La production thermique à flamme a représenté 15,6 TWh en 2013. Elle correspond à environ 3,4 % de la production d'EDF en 2013 en France continentale.

La fiabilité du parc thermique à flamme dans toutes ses composantes a été confirmée en 2013 et se situe au niveau des standards européens. Les taux de réponse des TAC et des tranches fioul aux appels de l'optimiseur ont été très bons en 2013. La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique à flamme. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

1. Les moyens d'extrême pointe désignent des moyens qui fonctionnent moins de 200 heures par an.

2. Sur le périmètre EDF SA (SEI y compris et hors PEI), les émissions totales ont été en 2013 de 16,6 millions de tonnes.

En 2013, les tranches charbon ont fourni 14,0 TWh, les CCG ont fourni 1,3 TWh, les tranches fioul et les TAC respectivement 0,2 et 0,1 TWh.

La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

EDF a poursuivi en 2013 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

6.2.1.2 Commercialisation

6.2.1.2.1 Présentation du marché en France

6.2.1.2.1.1 La demande

La consommation intérieure de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2013 s'est élevée à 495,0 TWh¹, en hausse de 1,1 % par rapport à l'exercice 2012. Corrigée de l'impact des aléas climatiques et des années bissextiles, elle est stable (- 0,1 %).

La consommation intérieure de gaz est de 467 TWh² en 2013, soit une hausse de 1,4 % par rapport à 2012. En données corrigées de l'effet climat, la consommation intérieure de gaz est en recul de 2 % (445 TWh en 2013 contre 454 TWh en 2012).

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale : chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont GDF Suez, E.ON (SNET), Enel et Direct Énergie.

Le concurrent principal, GDF Suez, qui compte plus de 11 millions de clients gaz et électricité en France métropolitaine, est également le premier fournisseur de gaz³. Les autres principaux fournisseurs de gaz sur le segment de clients entreprises et collectivités locales sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON (SNET) et Antargaz. Sur le segment des clients particuliers, on retrouve principalement les fournisseurs Direct Énergie et Eni.

Au 31 décembre 2013, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques, disposaient d'une part de marché électricité en nombre de sites de 7,9 % sur le marché résidentiel et de 8,0 % sur le marché non résidentiel, et d'une part de marché gaz en nombre de sites de 13,6 % sur le marché résidentiel et de 25,6 % sur le marché non résidentiel.

La loi NOME fixe certaines règles en matière de commercialisation d'électricité et de gaz. Les principales dispositions de la loi sont les suivantes :

- les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz sont maintenus dans les conditions décrites à la section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessous ;
- le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (« TaRTAM ») a pris fin le 30 juin 2011, date de mise en place effective du dispositif d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») ;
- depuis le 1^{er} juillet 2011, l'ARENH est mis en place au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux

concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine. Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est décrit à la section 6.2.1.3.5 (« Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») »).

Une quarantaine de fournisseurs d'électricité ont signé un accord-cadre avec EDF, en augmentation de 30 % par rapport à 2012. Les volumes semestriels mis à disposition sont stables autour de 30 TWh.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ont eu accès en 2013 :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 64,4 TWh en 2013 liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (voir section 6.2.1.3.5 (« Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») »)) ;
- à 8,5 TWh⁴ mis à disposition en 2013 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « enchères de capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.3 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente

L'accès aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel

Les principes définissant le droit aux tarifs résultent de la loi NOME et figurent aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est désormais la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
- consommateurs finals non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : seuls les clients bénéficiant du tarif réglementé de vente à la date de promulgation de la loi NOME et les sites créés après cette date peuvent continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2015. Ils peuvent effectuer des allers-retours entre offre de marché et tarif réglementé, à la condition de rester au minimum un an au marché et un an aux tarifs réglementés. À compter du 1^{er} janvier 2016, ces mêmes clients ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente pour la consommation de ces sites ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés.

Seuls EDF et les Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») fournissent l'électricité aux tarifs réglementés de vente.

La loi n° 2014-344 relative à la consommation promulguée le 17 mars 2014 a modifié les principes définissant le droit aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. La situation pour le gaz, par catégorie de clients, est désormais la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;

1. Source : Bilan électrique 2013 publié par RTE.

2. Source : GRT gaz, Bilan 2013 des consommations.

3. Source : site internet gdfsuez.com, dossier de presse de présentation de la branche Énergie Europe.

4. Valeur correspondant à l'expression à une décimale de la somme précise des valeurs, compte tenu de l'arrondi.

- consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients ne peuvent plus prétendre au bénéfice des tarifs réglementés dès lors qu'ils ont opté pour une offre de marché et ne seront plus éligibles à ces tarifs aux dates suivantes¹ :
 - pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, à l'expiration d'un délai de trois mois à compter de la publication de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation ;
 - pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, au plus tard le 31 décembre 2014 ;
 - pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, au plus tard le 31 décembre 2015.

Seuls GDF Suez et les ELD fournissent le gaz naturel aux tarifs réglementés de vente.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré d'électricité

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il existe trois tarifs :

- pour la fourniture d'électricité des sites en France métropolitaine alimentés en basse tension (tension de raccordement inférieure à 1 kV) :
 - le tarif bleu : tarif accessible aux consommateurs finals pour une puissance maximale souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ;
 - le tarif jaune : tarif accessible aux consommateurs finals pour une puissance maximale souscrite strictement supérieure à 36 kVA ;
- pour la fourniture d'électricité des sites alimentés en haute tension (tension de raccordement supérieure à 1 kV) : le tarif vert.

L'évolution de ces tarifs est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'Économie et du Ministre chargé de l'Énergie, après avis consultatif motivé de la CRE.

Ces tarifs réglementés sont fournis par les fournisseurs historiques, c'est-à-dire EDF et les ELD. Ils comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour proposer aux clients un choix d'options qui tiennent compte des variations de consommation des clients (heures pleines et heures creuses pour les clients particuliers, par exemple).

Le tarif est dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « fourniture » (environ 60 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au tarif bleu), comprenant : (i) la part « énergie », fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts d'investissement dans les moyens de production (y compris les coûts à l'aval du cycle et les coûts de recherche et développement), et (ii) les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation ;
- la part « réseaux » (environ 40 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au tarif bleu) comprenant les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport gérés par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires de réseaux de distribution, dite aussi part « acheminement ».

Ainsi, le décret du 12 août 2009 dispose que la part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture et sont établies de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent EDF et les ELD pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable.

1. Deux dérogations sont prévues :

a) Le propriétaire unique d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 000 kWh par an ou le syndicat des copropriétaires d'un tel immeuble peuvent bénéficier des tarifs réglementés pour les sites de consommation faisant encore l'objet de ces tarifs ;
b) les ELD faisant encore l'objet de tarifs réglementés et dont la consommation est inférieure à 100 000 MWh par an peuvent continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2015.

2. Plafond réactualisé en 2013 en fonction de l'indice des prix à la consommation.

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1^{er} janvier 2005 le Tarif de Première Nécessité (« TPN ») de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004. Ce décret a été modifié par un décret du 6 mars 2011 en vue de permettre une attribution automatique du tarif à tous les clients remplissant les conditions pour en bénéficier. La loi n° 2013-312 (« loi Brottes ») promulguée le 15 avril 2013 a modifié les conditions d'éligibilité au TPN afin de permettre à un plus grand nombre de consommateurs d'en bénéficier ; elle prévoit aussi l'attribution du TPN par tous les fournisseurs d'électricité.

Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008, pris en application de l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, aujourd'hui codifié à l'article L. 445-5 du Code de l'énergie, a mis en place un tarif spécial de solidarité pour le gaz porté par l'ensemble des fournisseurs et financé par une contribution qui sera répercutée à l'ensemble des clients finals.

Les clients bénéficiant des tarifs réglementés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture, l'acheminement et les taxes associées. Y figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculée à partir du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE » »)). La séparation des activités de production-commercialisation et de transport-distribution est ainsi mise en évidence. Les taxes et contributions suivantes figurent sur la facture d'électricité :

- la taxe sur la valeur ajoutée (« TVA ») ;
- la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité ou CSPE (voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) a été fixée au 1^{er} juillet 2011 à 9 €/MWh et au 1^{er} juillet 2012 à 10,50 €/MWh, à 13,50 €/MWh au 1^{er} janvier 2013 et enfin à 16,50 €/MWh au 1^{er} janvier 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2014, la CSPE est plafonnée à 597 889 euros² par site de consommation et par an, et le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an étant par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la loi NOME a transposé au 1^{er} janvier 2011 la directive n° 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, réformant ainsi les taxes locales françaises sur l'électricité pour les transformer en Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité (« TCFE ») ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA »), qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.3.2 (« Politique de protection sociale »)).

À la suite de l'annulation de l'arrêté tarifaire 2009 par le Conseil d'État, un nouvel arrêté daté du 14 février 2013 a été publié au *Journal officiel* le 15 mars 2013. Cet arrêté définit les différentes catégories tarifaires et réajuste la grille des seuls clients bleus non résidentiels. L'impact financier pour le groupe EDF a été estimé à 8,5 millions d'euros en 2013. EDF a engagé un remboursement de ces montants au travers des factures selon le rythme de facturation des clients concernés.

Un autre arrêté du 26 juillet 2013 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux ELD a instauré une hausse de ces tarifs de 8,4 % à compter du 1^{er} août 2013.

Au 1^{er} août 2013, la hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente a été de 5 % pour les tarifs bleus, 2,7 % pour les tarifs jaunes et 0 % pour les tarifs verts, en moyenne, conformément à l'arrêté du 26 juillet 2013. Cette évolution n'a pas été identique au sein de chaque couleur tarifaire. Elle a été modulée par option pour mieux couvrir les coûts de chacune d'elles, conformément à l'avis de la CRE du 25 juillet 2013. L'arrêté du 26 juillet 2013

prévoit une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleu, à compter du 1^{er} août 2014.

L'arrêté du 20 juillet 2012 fixant les tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État. Le 31 mars 2014, le rapporteur public a conclu à l'annulation de l'arrêté en tant que les tarifs jaune et bleu n'avaient pas été fixés à un niveau suffisant. À la date de publication du présent document de référence, la décision du Conseil d'État n'est pas connue.

6.2.1.2.1.4 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre d'EDF ou d'un autre fournisseur (les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ayant exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010 et ayant choisi de revenir aux tarifs réglementés doivent cependant y rester au minimum un an (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »))). À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend le prix de la fourniture d'énergie électrique, le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (« TURPE »), les prélèvements publics (CSPE, CTA, taxes locales ou TCFE à partir de l'entrée en vigueur de la loi NOME et TVA) mentionnés à la section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessus.

6.2.1.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France au sein de la Direction Commerce.

6.2.1.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise de l'énergie et des services à près de 27,4 millions de clients (hors outre-mer et Corse), soit plus de 33 millions de sites. Les offres sont élaborées et mises en œuvre dans le respect de la politique de risques de marchés du Groupe.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2013 à 380,6 TWh¹, ce qui représente une part de marché de 79,7 %. En 2012, les ventes étaient de 377,9 TWh et la part de marché de 80 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle.

En 2013, EDF a commercialisé 22 TWh de gaz, ce qui représente une part de marché de 4,4 % auprès de plus de 1 010 000 clients. À la fin de l'année 2013, EDF fournissait du gaz à environ 900 000 clients résidentiels (contre près de 780 000 à fin 2012).

Pour approvisionner ses clients en gaz, EDF a accès au marché du gaz et à ses produits pétroliers à travers sa filiale EDF Trading ; EDF est également propriétaire d'actifs de moyen-long terme (molécule et logistique). La Direction Commerce établit sa stratégie de *sourcing* en fonction des enjeux et des risques propres à chaque segment de clientèle.

EDF ambitionne de conforter la valeur de son portefeuille en maintenant son attractivité auprès des clients par l'excellence de la relation client et par la proposition d'offres adaptées à leurs besoins. Dans ce but, EDF met en œuvre une stratégie de commercialisation et de relation client reposant sur plusieurs canaux, incluant des canaux numériques, tout en renforçant sa performance opérationnelle.

Les offres de fourniture d'électricité d'EDF intègrent la notion d'efficacité énergétique en incitant à la maîtrise de la demande d'énergie et au lissage des pointes de consommation. Cette gamme d'offres sera progressivement étendue en fonction du déploiement des compteurs communicants (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et des offres de gaz qui les complètent, le Groupe accompagne ses clients, sur tous les segments de marché, dans leurs actions et leurs investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée. Début 2013, le groupe EDF a constitué un pôle Services énergétiques qui regroupe l'ensemble des activités de services énergétiques aux clients entreprises et collectivités, en France et en Europe (voir section 6.4.1.3 « Services énergétiques »). Le groupe EDF propose des offres d'efficacité énergétique à ses clients pour leur permettre de mieux maîtriser leurs dépenses d'énergie ou les oriente vers des partenaires qualifiés.

Cette démarche répond aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et à la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène, et de sécurité »)) ainsi qu'aux objectifs gouvernementaux de rénovation thermique des logements, et permet ainsi à EDF d'obtenir des certificats d'économies d'énergie (« CEE ») en contrepartie des actions réalisées auprès de l'ensemble de ses clients. Dans ce cadre, EDF développe des solutions électriques performantes (pompe à chaleur dans les bâtiments bien isolés, véhicules électriques, etc.). EDF est le premier producteur de CEE en France (voir section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)).

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition énergétique par son action territoriale visible et durable. EDF se prépare au déploiement des compteurs communicants et s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents. En effet, EDF expérimente des offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de projets comme le démonstrateur Smart Electric Lyon, qui consiste à tester, aux côtés des principaux acteurs, équipementiers, opérateurs de télécommunication, industriels et académiques, des solutions électriques innovantes auprès de 25 000 foyers et d'une centaine d'entreprises et collectivités locales.

Le groupe EDF veut être le partenaire de référence des territoires dans la transition énergétique et les accompagne dans leurs projets d'efficacité énergétique de production d'énergies renouvelables locales ainsi que de développement d'éco-quartiers. Le groupe EDF est notamment investi dans le développement de la mobilité électrique. Présent sur l'ensemble du territoire, il entretient un lien fort avec la population française et le tissu industriel, ainsi qu'avec l'ensemble des collectivités territoriales. Cette présence permet de concrétiser les valeurs du Groupe autour de l'efficacité énergétique : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

Enfin, le Groupe agit pour que la facture d'énergie ne soit pas un facteur aggravant d'une situation de précarité. EDF est depuis 25 ans au cœur des dispositifs de lutte et de prévention de la précarité sur trois dimensions : aide au paiement, accompagnement des ménages et prévention. En complément de la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie et des protections associées, EDF accompagne les clients en difficulté et contribue au Fonds de solidarité pour le logement et au programme « Habiter mieux ». EDF complète cette démarche par des partenariats ciblés avec les pouvoirs publics et les acteurs du monde associatif dans la lutte contre la précarité énergétique.

6.2.1.2.2.2 L'activité par catégories de clients

A. Les clients particuliers

À fin décembre 2013, EDF compte près de 27,8 millions de points de livraison particuliers en électricité et plus de 900 000 en gaz. Pour l'exercice 2013, le volume de ses ventes s'élève à 148,1 TWh d'électricité et 10,1 TWh de gaz naturel.

La politique de relation clients d'EDF a pour objectif de renforcer dans la durée la confiance des clients et de les accompagner au plus près de leurs attentes, notamment en matière de maîtrise de leur consommation d'énergie.

EDF met en avant les efforts engagés auprès de ses clients au travers de huit « engagements EDF & Moi » qui visent à moderniser la relation client proposée et sont le signe tangible d'une relation de proximité, personnalisée et d'aide à la maîtrise de la consommation.

1. Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif corrigé des cut-off.

Ces « engagements EDF & Moi » proposent des réponses personnalisées simples et concrètes aux attentes des clients particuliers d'EDF, et consistent à :

- proposer une offre adaptée à leurs besoins ;
- facturer au plus juste ;
- proposer des modalités de paiement souples et personnalisées ;
- écouter pour mieux les conseiller ;
- les aider à mieux consommer ;
- les rembourser sans traîner ;
- donner toujours une réponse en cas de réclamation ;
- les aider dans les moments difficiles.

En termes de satisfaction client, près de 90 % des clients se déclarent satisfaits après le traitement de leur demande par EDF en 2013. La nouvelle facture déployée en 2013, plus simple et plus ergonomique, ainsi que les « engagements EDF & Moi » contribuent à faire évoluer positivement la satisfaction des clients résidentiels.

Les marques du marché particuliers

L'activité d'EDF sur le marché des clients particuliers s'articule autour de deux grands enjeux : la relation autour du contrat d'énergie et l'accompagnement sur les économies d'énergie. Depuis 2012, EDF a choisi de se différencier en recentrant la marque EDF sur la relation client autour du contrat d'énergie, et en repositionnant la marque Bleu Ciel sur le domaine des économies d'énergie dans l'habitat (offres, conseils services, réseau de partenaires, etc.).

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente aux clients particuliers et propose également des offres de gaz naturel et d'électricité à prix de marché depuis 2007.

Pour son activité de commercialisation sur le marché des clients particuliers (près de 30 millions d'appels entrants, plus de 100 millions de factures par an, 8 millions d'espaces client sécurisés sur Internet), EDF propose une relation client reposant sur plusieurs canaux : une quarantaine de Centres de Relation Clients (« CRC ») proposant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, un portail vocal automatisé, un réseau de boutiques, deux sites internet et des applications pour *smartphones* avec accès sécurisé à la gestion du contrat.

Les services pour les clients particuliers

Une large gamme d'offres et de services est proposée aux clients particuliers :

- les services « dédiés aux économies d'énergie » : conseils gratuits concernant les différents systèmes de chauffage ou les solutions d'isolation, diagnostics et accompagnement personnalisé sur les travaux d'isolation et de chauffage (offres « Diagnostic Habitat Bleu Ciel »), demande de devis auprès des partenaires Bleu Ciel et offres de financement pour tout projet de confort thermique dans l'habitat. L'ensemble de ces services est mis à disposition sur le site Ma Maison Bleu Ciel (www.mamaisonbleueiedf.fr), ainsi que la possibilité de dialoguer avec des experts EDF ou d'autres internautes dans le cadre d'un forum dédié aux économies d'énergie dans l'habitat ;
- les autres services : modalités de gestion dématérialisée de son compte (facture électronique, service « Relevé confiance », agence en ligne, etc.), mise en relation avec des partenaires pour l'entretien des chaudières au gaz naturel, assurance (assurance facture énergie – « AFE »), suivi des consommations (« Suivi conso ») et assistance au dépannage électrique et plomberie (« ADE » et « ADEP »).

La production de certificats d'économies d'énergie (« CEE »)

Concernant les clients particuliers, la production de certificats d'économies d'énergie est issue :

- des offres de solutions de rénovation thermique de l'habitat pour des matériels performants (isolation, chauffage, eau chaude sanitaire, ventilation). Les conseils et diagnostics proposés sont complétés par une mise en relation avec les partenaires Bleu Ciel d'EDF, qui assurent la réalisation générale du chantier et sa coordination. EDF a ainsi accompagné plus de 2 millions de rénovations, dont près de 730 000 logements sociaux, depuis mi-2006 ;
- de la politique partenariale d'EDF permettant aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « partenaire Bleu Ciel® d'EDF » sous réserve du respect de la charte de qualité et d'éthique Bleu Ciel® d'EDF. L'usage de cette appellation est encadré par une licence de marque qui en définit précisément les conditions et fixe le montant de la redevance versée par le partenaire à EDF. Ce réseau de partenaires permet aux clients désireux de rénover ou de construire leur logement d'avoir accès à des professionnels qualifiés dans tous les corps de métiers, engagés aux côtés d'EDF dans l'efficacité énergétique.

EDF contribue aussi à des actions de formation et de promotion des économies d'énergie, comme :

- la Formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment (« FEEBAT ») : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation de plus de 60 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie. Le dispositif a été ouvert aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre ;
- la refonte des règles de l'art « Grenelle environnement » : ce programme, lancé à l'initiative du Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer en novembre 2007, avec les organisations professionnelles du bâtiment, est destiné à accompagner techniquement les entreprises dans la prise en compte des enjeux du Grenelle de l'environnement. Réactualisées et intégrées dans les référentiels de formation, notamment FEEBAT, ces nouvelles règles permettent d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations.

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF, qui mène depuis 25 ans une politique dédiée aux clients démunis. La démarche d'EDF vis-à-vis des clients démunis comprend trois volets :

- l'aide au paiement, qui intègre la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie ;
- l'accompagnement, au travers duquel EDF mobilise ses collaborateurs sur tout le territoire afin qu'ils apportent des solutions souples et adaptées aux clients en difficulté ;
- la prévention, qui couvre les champs de la recherche en matière de précarité énergétique, la pédagogie autour des bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie et l'accès des populations fragiles aux solutions d'efficacité énergétique.

Concrètement, EDF met en œuvre le dispositif financé par la CSPE institué en faveur des personnes en difficulté et en situation de précarité. Les clients disposant de faibles ressources peuvent accéder aux tarifs sociaux de l'électricité et de gaz naturel ainsi qu'à la gratuité de la mise en service. Depuis mars 2012, l'attribution du Tarif de Première Nécessité (« TPN ») et du Tarif Spécial de Solidarité (« TSS ») est devenue automatique pour tous les ayants droit identifiés comme clients d'EDF. L'entreprise EDF a œuvré activement dans ce sens et a permis d'augmenter le nombre de bénéficiaires de plus de 50 % en un an, en atteignant près de 1,6 million de bénéficiaires (y compris Corse et DOM) à fin 2013. Cette hausse est également due au relèvement du seuil d'éligibilité au TPN¹.

1. Seuil d'éligibilité égal à celui de l'aide à l'acquisition d'une complémentaire santé (« ACS »).

En 2013, EDF a contribué à hauteur de 23,3 millions d'euros au Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »), participant à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés. En 2013, il a permis d'aider plus de 200 000 ménages.

Au-delà de ses obligations légales, EDF promeut son offre « accompagnement énergie » regroupant des services et des conseils sur les tarifs, les usages, la maîtrise de l'énergie et des modalités de paiement personnalisées. En 2013, plus de 460 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie sur 170 points d'accueil de proximité, en complément de son réseau de boutiques. Les nombreux partenariats développés par EDF avec des associations spécialisées dans la médiation sociale, comme les PIMMS (Points d'information médiation multiservices), l'ANIL (Agence nationale d'information sur le logement), partenaire depuis octobre 2011, et d'autres structures locales, font de ces lieux des relais d'information et de médiation reconnus facilitant l'utilisation des services publics.

EDF soutient aussi financièrement et techniquement des actions d'aide à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats avec des bailleurs sociaux ou encore avec la Fondation Abbé Pierre en participant au programme « Toits d'abord ». EDF accompagne également des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec les CCAS, SOS Familles/Emmaüs France, le Secours catholique et le Secours populaire, l'association Unis-cités dans le cadre du programme « Mediaterras ». En 2013, EDF a signé un nouveau partenariat avec la Croix-Rouge française qui repose sur trois actions : des aides pour apporter des solutions aux dettes énergétiques, des actions de formation aux usages de l'énergie et d'information sur les tarifs sociaux et des aides pour améliorer l'isolation thermique des logements. Enfin, un partenariat similaire a été signé avec le Crédit Agricole.

EDF poursuit ses engagements auprès de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (« ANAH ») dans le cadre du programme « Habiter mieux ». La convention signée en 2011, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle 2, prévoit une contribution financière d'EDF d'un montant plafonné à 49 millions d'euros sur trois ans. Elle a permis d'engager la rénovation de logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique. EDF contribue également à identifier les ménages éligibles au dispositif et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation et formation).

En contrepartie de ces engagements, EDF se voit délivrer des certificats d'économies d'énergie.

B. Les clients entreprises et professionnels

EDF compte près de 1,8 million de clients entreprises et professionnels pour des ventes d'électricité s'élevant, pour l'exercice 2013, à 184,3 TWh au tarif réglementé de vente et à prix de marché et des ventes de gaz naturel s'élevant à 10,5 TWh.

EDF accompagne ses clients entreprises et professionnels dans la gestion de leurs énergies quels que soient leur secteur d'activité, leur taille ou leur organisation. Elle vise à mettre la performance énergétique au service de la performance globale des entreprises et professionnels, tant économique qu'environnementale. Dans la continuité de 2010 et au regard du nouveau contexte inédit induit par la mise en œuvre de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) au 1^{er} juillet 2011, EDF a ajusté sa gamme d'offres dédiées aux entreprises ainsi que son dispositif relationnel.

Dans le cadre du contrat de long terme d'une durée de 24 ans signé en 2008, EDF et Exeltium, consortium fondé par sept grands groupes industriels, ont signé en 2010 deux avenants. Ces accords portent ainsi sur une fourniture totale de 311 TWh dont la livraison est prévue en deux tranches. La première tranche concerne 148 TWh et a débuté au premier semestre 2010. EDF n'a pas aujourd'hui de visibilité sur ce qui pourrait être la date de démarrage de la deuxième tranche. Le partenariat a pour objectif de sécuriser une partie de l'approvisionnement en électricité de sites industriels électro-intensifs, actionnaires d'Exeltium, sous le contrôle de la Commission européenne.

La marque

La marque EDF Entreprises a été étendue en avril 2013 à l'ensemble des clients du marché : grands comptes, grandes entreprises, PME ou professionnels. EDF Entreprises a pour objectif d'être du côté des entrepreneurs pour contribuer à leur compétitivité. Elle s'appuie sur une proximité relationnelle, permise par une organisation territoriale et une expertise au service des clients.

Les offres

La gamme d'offres d'EDF est adaptée aux attentes des clients et à leur profil respectif, avec notamment des offres de fourniture d'électricité présentant des solutions compétitives et en adéquation avec les nouvelles règles de marché définies par la loi NOME.

EDF a également enrichi sa gamme de services à destination de tous ses clients, grandes ou petites entreprises. Ces services ont pour objectifs de :

- assister les clients PME et professionnels en leur garantissant 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 un dépannage dans les deux heures pour toutes les pannes sur leurs installations électriques ;
 - faciliter le démarrage de l'activité des entreprises au travers d'offres permettant au client de bénéficier d'un conseil d'expert pour ajuster la puissance de son contrat de fourniture d'électricité à son besoin énergétique sur la première année d'activité ;
 - simplifier la gestion des contrats et optimiser les dépenses d'énergie, grâce à la facture multisite, à la facture dématérialisée, au suivi des consommations, aux alertes personnalisées, à une large palette de moyens de paiement, etc. ;
 - conseiller le client sur la réduction de ses dépenses énergétiques en analysant ses usages clés comme la production de froid, de chaud, d'air comprimé, de motorisation. Ces conseils « Maîtrise de la Demande d'Énergie » permettent d'identifier les principales solutions de réduction des consommations d'énergie. EDF peut s'engager dans la durée pour identifier des pistes d'actions en matière d'économie d'énergie et définir le plan de leur mise en œuvre (Plan de Productivité Énergies) ;
 - optimiser les projets d'efficacité énergétique et accompagner dans leur mise en œuvre, financer des travaux de mise en place d'équipements ou de solutions plus performants sur le plan énergétique dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables et l'amélioration des procédés industriels, en s'appuyant sur le dispositif des CEE. Ces aides financières apportées au titre des CEE peuvent aussi être associées à des prêts copropriétés de Domofinance (voir section 6.2.1.2.2.6 (« Les filiales de services au service de la stratégie de la Direction Commerce »)) permettant aux copropriétés de financer des travaux lourds de rénovation thermique ;
 - sensibiliser le personnel des entreprises au travers d'un outil pédagogique comme l'horloge énergétique qui affiche les consommations en temps réel d'un site, ou au travers de réunions de sensibilisation pour le personnel avec remise de kits éco-gestes pour chaque participant. Pour les clients très impliqués dans des démarches d'optimisation énergétique et qui souhaitent partager avec d'autres entreprises sur des actions de réduction de la consommation d'énergies, EDF anime des réseaux régionaux regroupant une dizaine d'entreprises qui échangent durant trois ans sur les choix énergétiques ;
 - proposer des prestations qui répondent aux attentes des clients : audits, ingénierie et études détaillées, matériels livrés et installés, services d'exploitation et de maintenance des nouveaux équipements mis en place, options de financement, options de télé-suivi des performances énergétiques, etc.
- Pour renforcer son expertise et répondre au mieux aux projets d'investissement de ses clients, EDF s'est entouré de partenaires, plus de 450 entreprises engagées dans l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO₂ pour :
- accompagner les clients dans la stratégie « bas carbone » : valorisation des engagements en faveur des énergies renouvelables, diagnostics, réduction et compensation carbone, suivi et valorisation des économies réalisées ;

- promouvoir les solutions de télé-suivi des consommations énergétiques des clients comme le service « Télé-suivi courbe de charge » qui permet à des milliers de clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet.

Enfin, la recherche d'EDF continue de s'orienter sur de nouveaux domaines d'innovation, comme celui des *smart grids*, dynamique et porteur, sur les matériels permettant l'effacement à distance d'usages électriques, contribuant à la recherche pour lisser les consommations électriques en heure de pointe.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a mis en place, dès 2010, des services différenciés dédiés aux grands clients avec notamment :

- des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure ;
- des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients ;
- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les entités du Groupe. EDF dispose d'un réseau commercial « Grandes Entreprises et Grands Comptes » dédié à la gestion des grandes entreprises opérant à l'échelle européenne et dotées d'une structure d'achat centralisée. Ce réseau coordonné entre 6 pays européens (Belgique, Italie, Royaume-Uni, Autriche, Hongrie et Pologne) propose ainsi des solutions énergétiques multipays ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO₂ par la mise en œuvre de plans de productivité énergétique (« PPE »). Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF Entreprises en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités, proposent des actions à mettre en œuvre et garantissent des économies associées. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie qui bénéficient du dispositif CEE ;
- le *trading* de CO₂ pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (« PNAQ »).

Au-delà de la fourniture d'électricité et des services, EDF commercialise une gamme d'offres complète de fourniture de gaz naturel à destination de ses clients. Elle leur propose un interlocuteur unique et une gestion simplifiée des contrats d'électricité et de gaz. EDF a réorganisé ses activités de *sourcing* et de développement d'offres de gaz naturel, pour gagner en réactivité et proposer ainsi à ses clients des solutions rapidement ajustées en fonction de leurs attentes et des opportunités de marché. L'offre de gaz naturel est également enrichie de services de gestion et de conseil (suivi internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

L'objectif d'EDF est de simplifier la vie de ses clients professionnels en leur apportant, outre des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique et optimiser leur facture, une solution d'assistance dépannage pour leurs installations d'électricité et de plomberie et ainsi garantir la continuité du fonctionnement de leur installation.

Dispositif relationnel

EDF s'appuie sur un dispositif relationnel au plus proche des clients, de leurs problématiques et de leurs attentes. Ses collaborateurs, répartis dans huit Directions Commerciales Régionales et une Direction Nationale Grands Comptes, mettent au quotidien l'expertise d'EDF au service de l'accompagnement et du traitement des besoins clients.

L'efficacité et la proximité étant au cœur de la relation client, les collaborateurs d'EDF s'appuient sur des solutions adaptées aux clients, selon leurs profils et habitudes de consommations, et dont l'ambition est de favoriser les échanges et faciliter l'accès à l'information. Ainsi, en complément des canaux classiques de communication, EDF a notamment développé :

- un site internet spécifiquement dédié aux entreprises. Elles peuvent y réaliser des opérations courantes, retrouver une présentation simplifiée des offres, accéder au magazine de l'énergie ou encore accéder à une foire aux questions classées par thèmes ;

- l'Observatoire de l'énergie, mis en place en 2009, dont l'ambition est d'offrir aux clients un lieu d'échange sur les comportements des entreprises dans un contexte énergétique en évolution, et de proposer des pistes de réflexions sur les adaptations nécessaires face aux nouveaux défis de l'énergie.

Satisfaction client

EDF Entreprises a engagé depuis 2011 un programme visant à améliorer la satisfaction de ses clients. En 2013, les neuf projets constituant ce programme ont été transformés en structures pérennes dans chacune des neuf entités commerciales les portant. Un partage régulier des meilleures pratiques locales est animé nationalement.

Le programme contribue à mobiliser les équipes d'EDF autour de la satisfaction client, et permet :

- une meilleure prise en compte des attentes des clients entreprises et professionnels ;
- le développement d'une culture orientée client ;
- une mobilisation managériale et métier ;
- des émulations, des échanges et des partages interrégions.

Grâce à ce dispositif, une progression nette de la satisfaction a été enregistrée depuis deux ans, qui se traduit par une hausse de 56 % du taux de satisfaction sur contact entre 2011 et 2013. L'objectif en 2014 est d'accroître encore la satisfaction des clients d'EDF, grâce :

- à l'identification des axes d'amélioration opérationnels pour innover dans la relation avec les clients ;
- et à la poursuite de l'intégration de la politique réclamation de 2012 par les parties prenantes.

C. Les clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») et tertiaire public

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement donne un rôle nouveau et majeur aux collectivités territoriales en matière de politiques énergétiques locales. Dans ce contexte, EDF a été moteur en proposant une réponse adaptée à chaque collectivité et établissement public à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports).

EDF agit dans cinq domaines pour ces clients :

- la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente ;
- la signature des contrats de concession pour la partie « fourniture » en relation avec ERDF pour la partie « acheminement » ;
- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins énergétiques) ;
- l'accompagnement dans leurs différents projets (plans climat territorial, éco-quartiers, villes durables, etc.) ;
- le développement d'offres de mobilité durable auprès des collectivités territoriales.

EDF gère ainsi plus de 57 000 clients sur ce marché : collectivités locales (communes, établissements publics de coopération intercommunale – communautés urbaines, communautés d'agglomération et de communes, syndicats intercommunaux, conseils régionaux et généraux), établissements associés aux collectivités (lycées et collèges, maisons de retraite publiques, etc.), 2 456 établissements publics territoriaux, 1 004 organismes publics et privés de gestion de l'habitat social (bailleurs sociaux) et 159 ELD (137 électriques, 19 mixtes gaz et électricité, 3 gazières).

L'ensemble de ces clients représente environ 1,2 million de sites d'électricité, dont plus de 260 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 30 TWh et près de 5 000 sites de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1,4 TWh. À cela s'ajoutent les 18 TWh d'électricité vendus aux ELD en 2013.

En 2013, la satisfaction commerciale de ces clients s'élève à 83 %, et la satisfaction globale à 89 %. La qualité des relations avec un interlocuteur dédié, les conseils prodigués, les réponses aux réclamations et les actions en matière de précarité sont plébiscitées. 90 % de ces clients sont satisfaits de la facturation.

Les offres et solutions aux clients

EDF a enrichi sa gamme d'offres d'électricité avec des offres à prix ferme et à prix indexés sur les évolutions de l'ARENH, ciblées en fonction du secteur d'activité venant compléter l'offre électricité « Équilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

EDF propose également :

- des services de gestion adaptés aux clients collectivités et bailleurs sociaux, notamment le suivi des dépenses et des consommations par Internet, Di@lège, la facture électronique, le regroupement personnalisé de factures ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;
- un dispositif « Montant de charges » (offre « Montant de charges » – « OMC ») destinée aux bailleurs sociaux, qui vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des certificats d'économies d'énergie. En 2013, plus de 146 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement ;
- des conventions avec les collectivités territoriales portant sur la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Certaines collectivités se sont en effet dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE ») et d'énergies renouvelables (« ENR ») ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes telles que : l'offre « Analyse énergétique patrimoine », permettant aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis de hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO₂ à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multicritère éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques, etc.) ; une gamme de conseils MDE et ENR permettant, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis des bâtiments sélectionnés, de bâtir un programme de travaux optimal ; et l'offre « Optimisation énergétique locale » permettant, en amont d'un projet d'aménagement, d'évaluer les solutions énergétiques locales les mieux adaptées aux spécificités sociales, économiques et environnementales du territoire ; des solutions bas carbone visant à évaluer, réduire puis compenser les émissions de carbone liées aux consommations énergétiques d'un bâtiment ou à l'organisation d'un événement ;
- une gamme « Sensibiliser », consistant à impliquer fortement l'ensemble des occupants d'un site dans une démarche concrète de maîtrise de l'énergie. La gamme comprend les offres « Sensibilisation aux économies d'énergie » à destination des occupants de sites publics (collectivités, bailleurs sociaux, écoles) et s'appuie sur des ateliers de formation aux éco-gestes (kit éco-gestes). Cette gamme inclut l'« horloge énergétique » développée par la R&D d'EDF. Ce dispositif innovant de suivi en temps réel des consommations d'un bâtiment s'accompagne d'un processus de sensibilisation des occupants du site.

6.2.1.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures des collectivités locales.

Pour accompagner cette mutation des collectivités et acteurs de la ville, le groupe EDF, en s'appuyant sur son expertise R&D, son expérience terrain et ses filiales spécialisées, développe des solutions énergétiques économiquement pertinentes, décarbonées, reproductibles, adaptables aux spécificités de chaque territoire ou projet urbain et valorisant les énergies renouvelables.

Ainsi, EDF, ses filiales et ses partenaires proposent notamment :

- des conseils aux différentes mailles des territoires (bâtiments, quartier, métropole, région) pour identifier les potentiels d'énergies renouvelables d'un territoire et comparer les solutions énergétiques possibles ;
- des montages énergétiques innovants avec par exemple des réseaux d'énergies thermiques par pompes à chaleur ;
- des rénovations de bâtiments publics comme de maisons individuelles ;
- la promotion des solutions de mobilité douce¹ et la mise en place et l'exploitation de mobilités électriques (infrastructures de recharges, solutions de partage de véhicules électriques, dernier kilomètre, etc.) ;
- des solutions innovantes de production locale d'énergie (photovoltaïque, biogaz, biomasse, etc.) en fonction des potentiels et caractères de chaque projet ;
- des actions pédagogiques pour économiser l'énergie au quotidien ainsi que des services de *management* énergétique s'appuyant sur la mesure et l'analyse des consommations et sur les actions à mener associant tous les acteurs impliqués.

L'ensemble de ces composantes – conseils amont, réalisation, exploitation – constitue le socle d'une démarche pour une ville et des territoires durables, tant sur les nouveaux quartiers que sur la ville existante.

C'est en conciliant une approche pragmatique faite de projets opérationnels en réponse aux attentes des collectivités et des acteurs de la ville et des innovations en matière de recherche et développement qu'EDF est un acteur de référence fédérateur pour une ville et des territoires durables.

Plus de 200 projets pour le développement de villes et de territoires durables sont aujourd'hui en cours en France, depuis la phase de réflexion jusqu'aux premiers projets livrés.

6.2.1.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité

Les concessions de distribution publique d'électricité recouvrent deux missions distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution de la responsabilité d'ERDF (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) ;
- la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sur tout le territoire de la concession, de la responsabilité d'EDF pour le territoire métropolitain, hors ELD. Cette mission consiste à fournir l'électricité à tous les clients aux tarifs bleu, jaune et vert dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession (conditions d'abonnement, conditions de paiement et de livraison, contractualisation, etc.).

Chaque contrat de concession est cosigné par EDF, ERDF et l'autorité concédante, et représente une commune ou un regroupement de communes. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de 665 contrats de concession, dont 45 sont à la maille d'un département.

Une cinquantaine de concessions arrivent à échéance d'ici à 2015. Les discussions engagées avec Niort, Orléans, Nice et Lyon ont abouti à la signature d'un avenant de prolongation. Une organisation a été mise en place pour notamment renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, élaborer et porter chaque année les comptes-rendus d'activité de concession (« CRAC ») et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

1. Marche et bicyclette.

Pour la partie fourniture du contrat, la période à venir sera particulièrement marquée par :

- le renforcement de certains contrôles exercés par les concédants, dans le sillage de la jurisprudence récente (et en particulier de l'arrêt d'assemblée du Conseil d'État du 21 décembre 2012 (n° 342788)) ;
- le débat sur la création des métropoles et le pouvoir concédant que la loi pourrait leur reconnaître.

6.2.1.2.2.5 La promotion de la mobilité électrique

La mobilité électrique, dans laquelle le groupe EDF est engagé de longue date, est maintenant entrée dans une dynamique irréversible dans les pays industrialisés. Fort de son antériorité et de ses atouts dans le domaine, le Groupe s'est orienté depuis 2011 vers un rôle d'opérateur industriel de mobilité.

L'offre commerciale du Groupe en tant qu'opérateur industriel comporte :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et entreprises pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de recharge, comme l'identification des zones difficilement accessibles ;
- l'installation d'infrastructures de recharge pour tous les segments de clientèle : particuliers, collectivités et entreprises, parkings et grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de recharge ;
- des solutions d'autopartage de petite taille à l'échelle des quartiers des villes ;
- la poursuite du service « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques).

Outre une expertise reconnue en matière de solutions de recharge, qu'il s'agisse de batteries embarquées ou de bornes de recharges, EDF a développé des expérimentations en grandeur réelle, avec des constructeurs tels que Renault, PSA, BMW, Toyota, etc. Avec la ville de Font-Romeu, le groupe EDF expérimente une navette électrique saisonnière qui assure au quotidien une liaison régulière entre les résidences, le cœur du village et l'accès aux pistes en télécabines. À Grenoble, un démonstrateur de mobilité individuelle couplé à un réseau de stations de recharge connectées est en cours d'installation. L'objectif poursuivi est aussi de tester de nouveaux services liés à l'interopérabilité des moyens d'accès et de paiement. Cette expérience permettra aux usagers de bénéficier d'un badge unique utilisable à la fois pour les transports en commun et pour l'autopartage. À Monaco, avec Mobbee, ce sont 50 Twizy qui seront accessibles 24 heures sur 24 en 2014 selon le principe de *free floating* : « Je prends et je rends mon véhicule où je veux ». Les véhicules seront répartis sur l'ensemble du territoire de Monaco, localisables par Internet et sur *smartphones*. L'exploitation du service sera assurée par une société co-détenue par la Principauté de Monaco et SODETREL (voir section 6.2.1.2.2.6 (« Les filiales de services au service de la stratégie de la Direction Commerce ») ci-dessous).

Le Groupe a en outre engagé une réflexion pour développer une offre commerciale permettant aux entreprises comme aux collectivités de découvrir la mobilité électrique sans avoir à faire au préalable l'acquisition des véhicules.

6.2.1.2.2.6 Les filiales de services au service de la stratégie de la Direction Commerce

Des filiales en appui de la Direction Commerce proposent des services énergétiques auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Le portefeuille de filiales de services résulte de prises de participations successives dans des entreprises existantes, mais également de la filialisation d'activités développées initialement par EDF. Ces filiales sont portées par EDEV (voir section 6.4.1.7 (« Autres participations ») et chapitre 7 (« Organigramme »)).

Intégration de services d'efficacité énergétique

EDF Optimal Solutions (« EOS »)

EDF Optimal Solutions porte l'activité de services d'efficacité énergétique d'EDF auprès des entreprises et collectivités territoriales. Ses offres concernent le financement, la conception, la réalisation, l'exploitation et la maintenance de solutions de réduction des dépenses énergétiques et des émissions de CO₂. La filiale peut s'engager sur l'efficacité de ses solutions dans le temps au sein de contrats de performance.

Les solutions techniques proposées relèvent notamment des centrales d'énergies (chaufferies, cogénérations, air comprimé, production de chaud et de froid), des génies climatique et électrique, des énergies renouvelables dont la biomasse, de l'isolation, de l'éclairage et du *management* de la performance énergétique (pilotage et suivi, communication auprès des clients, etc.).

Son chiffre d'affaires s'est élevé à 122 millions d'euros en 2013.

Les principaux concurrents d'EOS sont des acteurs verticalement intégrés comme le groupe GDF Suez ou les grandes entreprises du BTP, ainsi que des groupements associant des majors spécialisés dans le BTP et les services énergétiques comme Eiffage, Vinci ou Bouygues.

Chauffagiste

CHAM

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM exerce son activité de maintenance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire auprès des particuliers, offices et sociétés de gestion HLM et syndics de copropriété. CHAM développe sa présence sur l'ensemble du territoire par des opérations de croissance externe ciblées. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 71 millions d'euros en 2013.

Bureaux d'études

Bastide-Bondoux, ETC, ICR-LBE, Transénergie et H4

Ces bureaux d'études, détenus à 100 % par EDF, réalisent des études thermiques et des prestations de conseil et d'optimisation pour tout bâtiment neuf ou existant, résidentiel, tertiaire ou industriel.

Services financiers

Domofinance

Domofinance est une société créée en 2003 et agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le Comité des établissements de crédit et entreprises d'investissement (« CECEI »), conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

EDF consolide par mise en équivalence une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du groupe BNP Paribas).

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers et des copropriétés d'EDF souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation et le financement du « Prêt rénovation Bleu Ciel® d'EDF ».

Domofinance a commercialisé plus de 56 000 prêts en 2013.

Traitement des déchets

Voir la section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »).

Intégration des systèmes électriques intelligents à l'aval

Installer, grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents, le rôle de l'électricité, « énergie intelligente », comme vecteur de transition vers une société bas carbone construite notamment autour de villes durables est une autre orientation majeure autour de laquelle s'articule la stratégie commerciale du Groupe.

Autour de cet axe stratégique s'inscrivent des filiales créées récemment.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe et produit historiquement la gamme de services « Télésuivi courbe de charge », qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité par Internet. Son chiffre d'affaires s'est élevé en 2013 à 6 millions d'euros. Depuis 2010, la société commercialise une nouvelle gamme de téléservices d'efficacité énergétique, toujours sur le marché d'affaires.

Fondés sur les évolutions technologiques les plus récentes en matière de *smart metering*, ces services permettent de relever et de visualiser sur un portail web ergonomique les consommations d'énergies et de fluides des bâtiments. Des services de diagnostic et de conseils portés par une équipe spécialisée d'experts énergéticiens viennent compléter cette offre de téléservices.

Netseenergy oriente enfin une part croissante de ses activités de recherche sur de nouveaux domaines d'innovations, notamment celui actuellement très dynamique et porteur des *smart grids*, et plus particulièrement sur l'effacement à distance d'usages électriques pour lisser les pointes de consommation électrique (*smart buildings*). La société est ainsi engagée dans de multiples démonstrateurs en France métropolitaine et outre-mer, dont les projets « Nice Grid » en PACA et « Smart Electric Lyon » en Rhône-Alpes et Auvergne à travers EDF Rhône-Alpes.

Edelia (Edev Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment, en Bretagne, l'expérimentation « Une Bretagne d'avance » d'effacement diffus des clients résidentiels menée dans le cadre du pacte électrique breton). Edelia conçoit et développe une solution complète industrielle pouvant aller jusqu'à 100 000 clients (affichage, pilotage des équipements de la maison, etc.). Son chiffre d'affaires est de 10 millions d'euros en 2013. Dans le cadre de ses projets expérimentaux, Edelia développe une solution interconnectée avec les compteurs communicants et compatible avec l'ensemble des systèmes d'économie d'énergie installés par les clients.

La mobilité électrique

Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre tous projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales que des entreprises ou des particuliers. À ce titre, elle poursuit son activité « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques) avec des offres reposant sur des batteries au lithium, et développe des offres dans le domaine des infrastructures de recharge – installation, exploitation, supervision de bornes de recharges. Sodetrel, en collaboration avec ses partenaires de l'éco-mobilité, propose également des solutions de partage de véhicules simples, économiques et écologiques.

6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading

6.2.1.3.1 Rôle et missions de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (« DOAAT ») a pour vocation principale d'assurer l'équilibre, pour l'électricité, entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France et de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :

- ressources : parc de production, contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés, capacités d'effacements contractuelles ;

- débouchés : contrats de fourniture de long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, ventes aux fournisseurs concurrents en France (y compris VPP et ARENH).

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas de production, de consommation ou de marché et leurs conséquences financières.

L'objectif de la DOAAT est de sécuriser et de maximiser la marge brute électricité de l'ensemble « production-commercialisation » en exploitant au mieux les flexibilités des actifs amont ou aval et en recherchant en permanence les meilleures opportunités d'achat ou de vente sur les marchés de gros.

La DOAAT gère les approvisionnements en combustibles fossiles – gaz, charbon et fuel – des centrales d'EDF.

Aux horizons de plus long terme, la DOAAT anticipe et propose les évolutions en structure des portefeuilles d'actifs amont et aval en fonction des perspectives d'évolution des marchés et de la stratégie de l'entreprise en France.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF (voir la section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

La DOAAT représentait 429 salariés en France à fin décembre 2013.

6.2.1.3.2 Activités d'optimisation de l'équilibre amont/aval

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur les portefeuilles amont/aval électricité d'EDF et leurs conséquences financières.

Elle maximise la marge brute électricité de l'ensemble commercialisation-production (« C+P ») en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché de gros, et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, ce aux différents horizons de temps.

À moyen et long termes, le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille C+P d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers acceptables. Les leviers principaux du portefeuille sont : (i) la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens de production et l'adaptation de la composition du parc (la DOAAT intervient à ce titre en support à la DPI) ; (ii) les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales (la DOAAT intervient à ce titre en support à la DCO) ; (iii) l'adaptation de contrats à long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés ; (iv) la participation à l'élaboration du programme d'investissement de production en France, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également sur des horizons plus courts (trois ans à un mois), dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risque volume) et de risques prix élaborées conformément aux directives de la Direction Contrôle des Risques Groupe et validées par le Comité exécutif de la Société. Au plan physique, les principaux risques pesant sur les volumes d'énergie sont les variations de température, d'hydraulicité, de disponibilité du parc de production et de parts de marché. Ainsi, par exemple, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 mégawatts¹ et, entre deux années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponibles peut atteindre une quinzaine de térawatts-heures. La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO₂.

1. Source : RTE.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT s'assure qu'elle dispose à tous les horizons de temps des marges physiques de puissance suffisantes qui lui permettent de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. La DOAAT possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats et ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, EDF Trading étant chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT de façon exclusive. Les achats et ventes réalisés par EDF Trading pour le compte de la DOAAT sont réalisés dans le cadre de la politique de risque « prix ».

La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, et EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment au moyen d'effacements) ou des actifs de production (actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme, voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les centrales hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes *spot* d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet également des arbitrages en cours de journée.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, renforcement des exigences environnementales.

6.2.1.3.3 Les enchères de capacité

Les enchères de capacité (*Virtual Power Plants* ou « VPP ») résultent d'un engagement pris début 2001 par EDF auprès de la Commission européenne, lors de la prise de participation d'EDF International dans EnBW, de mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production. Cet engagement a pris fin le 30 novembre 2011 suite au rachat de la participation détenue par EDF International dans EnBW par le Land de Bade-Wurtemberg en 2010.

La sortie des engagements n'a toutefois pas remis en cause les droits acquis lors des enchères. Ainsi, EDF continuera de livrer aux différentes contreparties les volumes achetés jusqu'à mi-2015, date d'extinction des engagements de livraison pour les contrats les plus longs. Les volumes mis à disposition par EDF décroîtront ainsi progressivement et représenteront 400 mégawatts en 2014 et 150 mégawatts en 2015.

6.2.1.3.4 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat ou de vente d'énergie, avec des opérateurs européens tels que GDF Suez, Enel, EnBW, Axpo et Alpiq.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 6.2.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF » – « Contrats d'allocation de production »)) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

En 2013, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 37,8 TWh et 2,2 TWh.

À noter que la sortie d'Enel du projet EPR Flamanville 3, effective au 19 décembre 2012, entraîne la résiliation progressive des contrats d'accès anticipés dont celle-ci bénéficie. Ainsi, Enel a reçu 800 mégawatts en 2013 et recevra 320 mégawatts en 2014, aux conditions commerciales définies dans ces contrats.

6.2.1.3.5 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH »)

Depuis le 1^{er} juillet 2011, l'ARENH, institué par la loi NOME, est mis en place au bénéfice des fournisseurs concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant : à intervalles semestriels (« guichets »), les concurrents d'EDF peuvent adresser à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés.

Dans le dispositif ARENH, les produits livrés se définissent par une quantité (en mégawatts) et un profil. Les consommateurs sont répartis en deux catégories : (i) les grands consommateurs et acheteurs pour les pertes et (ii) les petits consommateurs. Les premiers ouvrent un droit à leurs fournisseurs dont la puissance est constante (base), et les seconds à un produit dont la puissance est modulée à pas demi-horaire. Le second profil est construit pour refléter la modulation de la production du parc nucléaire français et converge progressivement vers le premier pour aboutir, à partir du 1^{er} janvier 2016, à un seul profil.

La CRE détermine les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de sa prévision de consommation relative à son portefeuille de clients et selon des modalités d'allocation fixées par décret. Elle notifie à chaque fournisseur concerné le volume dont il bénéficie, et à EDF le volume agrégé. Au total, la somme des volumes livrés ne peut excéder 100 TWh pour des livraisons aux clients finals ; les pertes des gestionnaires de réseaux bénéficient progressivement de droits à l'ARENH à compter du 1^{er} janvier 2014, au-delà de ce plafond. Les droits à l'ARENH dépendent de la part de production nucléaire historique dans la consommation finale en France, et ne couvrent donc pas la totalité de l'approvisionnement des consommateurs. Il est prévu la possibilité d'une révision des coefficients de bouclage (qui garantissent la cohérence des volumes ARENH avec la part de production nucléaire dans la consommation nationale France) avant le début d'une année de livraison, notamment en cas de décision d'une autorité compétente ayant pour conséquence d'affecter la production annuelle des centrales.

À la fin de chaque année, la CRE régularise les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de la consommation constatée de ses clients, afin de garantir l'effet utile du mécanisme sur le développement de la concurrence au bénéfice des clients finals. Un complément de prix est alors facturé à chaque fournisseur dont les droits constatés se révèlent inférieurs aux droits alloués sur la base de leur prévision.

Depuis juillet 2011, le prix de l'ARENH était, en application de l'article L. 337-6 du Code de l'énergie, fixé par arrêté des Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie après avis motivé de la CRE. Depuis le 8 décembre 2013, le prix doit être fixé par arrêté ministériel sur proposition de la CRE en fonction des conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique en France, les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte étant fixées par décret en Conseil d'État. Le communiqué de presse commun du ministère de l'Économie et des Finances et du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie en date du 22 octobre 2013 précise que le prix de 42 €/MWh est maintenu jusqu'à la publication du décret visant à fixer une méthodologie de calcul du prix de l'ARENH, conformément aux engagements de la France envers la Commission européenne. Ce décret, annoncé par le gouvernement pour la fin du premier trimestre 2014, est toujours à l'étude. À la date de publication du présent document de référence, le décret n'est pas publié.

Les volumes livrés en 2013 par EDF aux concurrents ont été de 64,4 TWh.

Le 31 janvier 2012, la Cour des comptes a rendu public un rapport sur les coûts de la filière électronucléaire. Dans l'approche du coût courant

économique développée par la Cour des comptes et en incluant l'effet post-Fukushima, le coût moyen du mégawattheure produit a été estimé par celle-ci à 54,2 euros₂₀₁₀ en valeur moyenne sur la période 2011-2025. Cette méthode reflète l'ensemble des coûts sur toute la durée de fonctionnement du parc et permet ainsi des comparaisons avec d'autres modes de production d'énergie.

6.2.2 Opérations régulées France

6.2.2.1 Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité

Créé le 1^{er} juillet 2000 et filialisé depuis le 1^{er} septembre 2005, RTE Réseau de Transport d'Électricité est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe.

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE au cours des trois dernières années :

(en TWh)	2013 ⁽¹⁾	2012	2011
Injections			
Production	550,9	541,6	542,5
Soutirages			
Énergie prélevée pour le pompage	7,1	6,7	6,8
Livraisons (y compris pertes)	495,0	489,5	478,8
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES ⁽²⁾	48,8	45,3	56,9

(1) Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2013 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2014 : www.rte-france.com).

(2) Y compris droits d'eau et échanges via réseau de distribution.

RTE attache une attention particulière à accompagner dans les meilleures conditions le développement des énergies renouvelables en France. Le développement du réseau de transport et des interconnexions est un élément essentiel pour assurer le développement des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, et leur intégration dans le système électrique.

Réunis dans l'organisation GO 15 – *Grid Operators*, anciennement dénommée *Very Large Power Grid Operators* (« VLPGO »), les 16 principaux gestionnaires de transport ont signé une déclaration commune relative aux investissements lors de l'Assemblée générale qui s'est tenue à New York les 28 et 29 octobre 2013. Celle-ci souligne la nécessité d'investissements considérables pour adapter les réseaux à la nouvelle cartographie issue des énergies renouvelables, sans oublier l'impact de l'augmentation de la consommation électrique dans les pays émergents. Ces investissements sont également requis pour remplacer les infrastructures électriques obsolètes et moderniser les réseaux afin d'en améliorer la fiabilité et la sécurité. Ils seront rendus possibles grâce à des incitations réglementaires et à des tarifs de transport qui couvrent à la fois les coûts opérationnels de gestion des réseaux et le financement des extensions.

Bilan énergétique 2013 ¹

La consommation d'électricité en France, corrigée de l'aléa météorologique, tend à se stabiliser.

L'année 2013 a été caractérisée par un premier semestre particulièrement froid et pluvieux avant que la tendance ne s'inverse. Sur l'ensemble de l'année, les températures ont été en moyenne inférieures de 0,8 °C aux températures de référence et un peu plus froides qu'en 2012, malgré l'épisode de la vague de froid de février 2012. En conséquence, la consommation brute s'établit à 495,0 TWh, en augmentation de 1,1 % par rapport à 2012.

Avec plus de 100 000 kilomètres de circuits à haute et très haute tensions et 46 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau.

EDF a procédé en 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de cette opération, RTE reste détenu à 100 % par EDF, mais le changement de gouvernance qui a accompagné l'opération (voir section 6.2.2.1.1 (« Organisation de RTE ») ci-dessous) a conduit le groupe EDF à ne plus consolider RTE par intégration globale, mais par mise en équivalence, depuis le 31 décembre 2010.

En 2013, le groupe RTE a réalisé un résultat net de 494 millions d'euros (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 23 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013 (« Participations dans les entreprises associées »)).

Cette hausse, liée à la thermo-sensibilité de la consommation française, s'inscrit dans un paysage européen dont la tendance générale au premier semestre est orientée à la baisse, notamment en Allemagne, Italie et Espagne, la consommation de la Grande-Bretagne étant quant à elle stable.

Après correction des divers effets conjoncturels – aléa météorologique, année 2012 bissexile, variation des soutirages du secteur énergie – la consommation de la France s'est établie à 476,2 TWh en 2013, quasiment au même niveau que celles de 2011 et 2012 (respectivement 476,3 TWh et 476,7 TWh).

Sous les effets du ralentissement de l'activité économique, la consommation du secteur industriel (hors soutirage du secteur énergie) a baissé de 2,5 % entre 2012 et 2013, avec toutefois une tendance à la stabilisation qui apparaît en fin d'année. Cette baisse est plus marquée dans les secteurs de la construction automobile, du papier-carton et de la sidérurgie, tandis que la consommation dans la chimie est en hausse modérée.

Dans le même temps, la consommation électrique (corrégée des aléas) des consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution tend à se stabiliser. À ce stade, il n'est pas possible de déterminer dans quelles proportions ce ralentissement est dû aux mesures de maîtrise de la demande plutôt qu'aux effets de la crise économique.

En l'absence de vague de froid particulièrement marquée, la pointe s'est établie à 92,6 GW le 17 janvier 2013, niveau qui avait déjà été atteint une première fois en 2009 et dépassé depuis, notamment le 8 février 2012 avec 102,1 GW. Pendant l'été, la puissance consommée a atteint son niveau le plus faible le 11 août, avec 26,6 GW, niveau de consommation le plus bas constaté depuis cinq ans.

Malgré le ralentissement du développement du chauffage électrique dans la construction neuve, la sensibilité de la consommation aux températures froides s'accroît légèrement et peut désormais être estimée de l'ordre de 2 400 MW par degré Celsius en hiver.

1. Source : RTE, *L'Énergie électrique en France en 2013*.

Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation ont continué à se développer, avec un maximum de capacité offerte sur le mécanisme d'ajustement, atteignant près de 900 MW certains jours de novembre 2013. Le volume annuel d'effacements activés s'élève à 20 GWh sur l'année.

La part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité continue d'augmenter

En raison des précipitations exceptionnellement abondantes au printemps 2013 – pluviométrie parmi les plus élevées des cinquante dernières années selon Météo France – la production hydraulique a augmenté de près de 20 % par rapport à 2012, pour atteindre 76 TWh. Ce volume annuel est le plus élevé de ces dix dernières années, le dernier record datant de 2001 avec 77 TWh.

Le parc nucléaire a bénéficié d'un meilleur taux de disponibilité à l'été 2013 qu'à l'été 2012, ce qui a permis une production de la filière plus élevée sur cette période. En revanche, sur la seconde partie de l'année, la production a été plus basse, ce qui a abouti à une production nucléaire totale en 2013 inférieure de 1,2 TWh à celle de 2012.

Les centrales thermiques à combustible fossile, qui jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité, ont vu leur production baisser de 7 % en 2013. Cela s'explique d'une part par la stagnation de la demande, et d'autre part par la forte production de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables.

Au sein de la filière thermique, la situation est contrastée entre la production au charbon qui est en hausse et celles au fioul et au gaz sont en baisse de presque 20 %. Les difficultés particulières de la filière gaz par rapport au charbon s'expliquent par la baisse du cours du charbon et le faible prix des quotas de CO₂. Les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en 2013 sont stables par rapport à 2012.

En tenant compte de l'hydraulique, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables atteint 20,7 % de la consommation française en 2013. C'est le niveau le plus élevé des six dernières années.

La production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique a augmenté de 8,5 % et dépassé les 25 TWh. Plus de la moitié est issue de la production éolienne, tandis que la production photovoltaïque et celle issue des centrales à combustible renouvelable continuent leur progression. Le maximum de production éolienne sur l'année 2013 a été atteint le 23 décembre à 21 heures pour une puissance de 6 440 MW. Le maximum de production photovoltaïque sur l'année 2013 a lui été atteint le 21 août à 14 heures pour une puissance de 3 000 MW.

Les projets éoliens et photovoltaïques dont le raccordement au réseau de transport est en cours ou prévu représentent 6 270 MW de puissance supplémentaire. Deux tiers de ces projets correspondent à de l'éolien *off-shore*. Le développement du petit éolien et du photovoltaïque reste quant à lui prépondérant sur les réseaux de distribution.

Pour accueillir ces nouveaux projets, des développements de réseau sont souvent nécessaires. Conformément aux dispositions législatives, RTE élabore des « schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables » afin de donner de la visibilité aux acteurs sur les capacités d'accueil actuelles et à venir. À fin 2013, les schémas des régions Alsace, Auvergne, Bourgogne, Centre, Champagne-Ardenne, Lorraine, Midi-Pyrénées et Picardie ont été approuvés par les préfets de région compétents.

Des capacités d'interconnexions toujours plus sollicitées

La France conserve un solde exportateur positif de 47,2 TWh (échanges contractuels via le réseau d'interconnexion), en hausse par rapport à 2012, avec 79,4 TWh d'exports et 32,2 TWh d'imports. La France a été exportatrice nette tous les mois de l'année en 2013, contrairement à 2012 où le mois de février avait été importateur du fait de la vague de froid. Avec l'Allemagne, les mois de janvier à avril présentent un solde plus importateur qu'en 2012 compte tenu des températures froides en France. En été, les soldes mensuels sont redevenus exportateurs, ce qui n'avait pas été le cas en 2012.

Les exportations sont en hausse vers la Belgique et la Grande-Bretagne. Cela s'explique par le niveau élevé des prix du gaz, qui a maintenu un différentiel de prix de l'électricité favorable au parc de production français. On note également de fortes importations depuis l'Espagne entre février et avril ainsi qu'en novembre, mois pendant lesquels les prix espagnols ont été très bas du fait d'une production éolienne espagnole élevée. La situation est toujours très exportatrice vers l'Italie, avec néanmoins un creux en été en raison de l'apport important de la filière photovoltaïque récemment développée dans ce pays.

6.2.2.1.1 Organisation de RTE

Conformément à ses statuts, approuvés par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005, RTE est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres répartis en trois collèges, dont quatre représentants des salariés, quatre représentants de l'État et quatre membres nommés par l'Assemblée générale ordinaire.

Le Directoire de RTE est constitué de trois membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

6.2.2.1.2 Activités de RTE

RTE assure, en France, la gestion du réseau public de transport (« RPT ») en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de la concession du RPT. Ce cahier des charges a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. Un avenant a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

En application de la directive n° 2009/72/CE, transposée aux articles L. 111-3 à L. 111-6 du Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent désormais être certifiés au terme d'un processus associant la CRE et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait bien aux conditions d'indépendance posées par ce texte. RTE a déposé une demande de certification en juin 2011. La décision de la CRE de certification de RTE, en date du 26 janvier 2012, a été publiée au *Journal officiel* le 12 février 2012.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport : il exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, ainsi qu'à la sécurité des biens et des personnes.

RTE garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non-discrimination.

RTE gère également les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes, procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité. Pour y répondre, RTE, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : ils ont été portés à plus d'un milliard d'euros par an sur la période 2009-2012 et à plus de 1,4 milliard d'euros en 2013. Pour financer ses investissements, RTE dispose de ses propres ressources, fondées principalement sur le tarif payé par les utilisateurs du réseau. Ce tarif est établi de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts de RTE, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de transport efficace, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers

les programmes d'investissement approuvés par la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

6.2.2.1.2.1 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance au quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à se prémunir contre des événements climatiques majeurs par le renforcement de la tenue mécanique des lignes aériennes afin qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anticascades pour prévenir l'effet « château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures. Ce programme vise à garantir l'alimentation de tous les postes en moins de 5 jours après un aléa climatique majeur.

À fin 2013, le taux d'avancement du déploiement des pylônes anticascades est supérieur à 97 %. Ces pylônes spéciaux présentent une résistance mécanique encore plus importante et sont installés sur les lignes très haute tension (225 000 et 400 000 volts), tous les trois à cinq kilomètres. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50 % des causes d'avaries des pylônes. RTE a donc entrepris des travaux d'élargissement des tranchées forestières. À fin 2013, ces travaux étaient achevés à 98 %.

Au total, RTE devrait avoir consacré, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 kilomètres de lignes aériennes du réseau de RTE.

Le bien-fondé et les résultats des actions du programme de sécurisation mécanique de RTE ont été démontrés au moment des fortes chutes de neige en décembre 2010, et lors des tempêtes Klaus en 2009, Xynthia en 2010 et Joachim en 2011, qui ont été plus fortes par endroits que celle de 1999 mais ont engendré moins de dégâts.

D'ici 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE sera raccordé au réseau par au moins une ligne capable de résister à des vents de force équivalente à celles de 1999, conformément aux nouvelles normes de résistance mécanique plus sévères.

L'année 2013 confirme les bons résultats obtenus ces dernières années en matière de qualité de l'électricité. Le temps de coupure équivalent (« TCE ») des clients de RTE est ainsi égal à 2 minutes et 59 secondes hors événements exceptionnels. Le TCE 2013 reste dans une tendance proche des années précédentes et traduit ainsi les efforts de limitation du nombre d'incidents et de leurs conséquences, mis en œuvre dans le cadre des politiques de développement, de maintenance et d'exploitation du réseau.

Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE poursuit par ailleurs le développement et le renouvellement du réseau. Les projets étudiés et réalisés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2013, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 446 millions d'euros, dont 1 318 millions d'euros pour les ouvrages réseau. Les principaux projets contribuant au programme d'investissements 2013 de RTE sont le projet de renforcement de l'interconnexion France-Espagne par l'est des Pyrénées (Baixas-Santa Llogaia), des projets de remplacements de conducteurs sur certains axes 400 kV pour augmenter les transits (Lyon-Montélimar, Baixas-Gaudière), la finalisation des travaux sur la ligne 400 kV Cotentin-Maine, mais aussi, pour les réseaux régionaux, l'engagement du projet de filet

de sécurité en région PACA. S'y ajoutent également d'importants projets d'installation de moyens de compensation pour garantir la tenue de tension dans le nord et le sud-ouest de la France.

Pour 2014, le programme d'investissements de RTE approuvé par la CRE est de 1 413 millions d'euros. Les principaux investissements concerneront notamment la poursuite des travaux de remplacement de conducteurs sur l'axe Lyon-Montélimar, de construction de la liaison d'interconnexion France-Espagne par l'est des Pyrénées, de renforcement de l'alimentation du sud des Pays de la Loire, ainsi que la réalisation du filet de sécurité PACA.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux du maintien du niveau de sécurité d'alimentation, de l'accueil de nouveaux moyens de production (dont les énergies renouvelables intermittentes), de l'intégration des marchés électriques européens et de l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages.

En 2013, la base d'actif régulée (« BAR ») s'est accrue de 474 millions d'euros, passant de 11 670 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013 à 12 144 millions d'euros au 1^{er} janvier 2014¹. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au CMPC (coût moyen pondéré du capital) de 7,25 % avant impôts. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui jusqu'à fin 2012 ont été rémunérées à 4,8 % par le tarif TURPE 3, et le sont à 4,6 % sur la période 2013-2016 en application de la décision tarifaire de la CRE du 3 avril 2013 publiée au *Journal officiel* le 30 juin 2013).

6.2.2.1.2.2 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE dus aux écarts négatifs est répercuté aux « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant ainsi d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins et réciproquement) et pour développer le marché européen de l'électricité en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Interconnexion France-Espagne

INELFE (Interconnexion électrique France-Espagne) est une société franco-espagnole créée en octobre 2008 pour porter l'ensemble du projet d'interconnexion entre la France et l'Espagne, depuis les études de faisabilité jusqu'à la réalisation de l'ouvrage lui-même. Elle garantit la cohérence des choix techniques et environnementaux entre la France et l'Espagne pour ce projet. C'est une société par actions simplifiée détenue à parts égales par RTE et son homologue espagnol REE (Red Electrica de España), qui s'appuie sur les structures et les experts de ces deux sociétés pour l'étude et la réalisation de la liaison. En octobre 2009, le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer a validé le tracé (fuseau de moindre impact) proposé. Par arrêté du 22 avril 2011, la liaison souterraine en courant continu Baixas - Santa Llogaia a été, pour la partie française du projet France-Espagne, déclarée d'utilité publique. Les DUP (déclaration d'utilité publique) « poste de Baixas » et « galerie technique » ont également

1. Montants encore à valider par la CRE, calculés sur la base du réalisé. Les montants prévisionnels validés lors de la délibération du 3 avril 2013 sur le TURPE 4 étaient de 11 654 millions d'euros pour 2013 et 12 114 millions d'euros pour 2014.

été signées par le préfet des Pyrénées-Orientales le 4 mai 2011. La mise en service est prévue en 2015. Dans cette optique, un accord, signé le jeudi 6 octobre 2011 entre la BEI, INELFE, REE et RTE, prévoit la participation de la Banque européenne d'investissement (« BEI ») au financement de la liaison d'interconnexion souterraine France-Espagne sous la forme d'un prêt de 350 millions d'euros accordé aux deux gestionnaires de réseaux, REE et RTE. Ce financement contribue à la moitié du budget total de 700 millions d'euros du projet.

Le financement de l'interconnexion fait par ailleurs l'objet d'une subvention de l'Union européenne à hauteur de 225 millions d'euros dans le cadre du programme EEPR (*European Energy Program for Recovery*). L'objectif premier de cette nouvelle interconnexion est de doubler la capacité d'échange d'électricité entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe, passant ainsi de 1 400 mégawatts à 2 800 mégawatts.

Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA¹ ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport (« GRT ») exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

National Grid est devenu actionnaire de Coreso en mai 2009. Puis Terna et 50 Hertz, gestionnaires des réseaux de transport de l'Italie et des zones nord et est de l'Allemagne, ont rejoint Coreso le 26 novembre 2010. L'intégration de ces deux GRT permet au centre de coordination technique d'étendre considérablement son périmètre de surveillance des réseaux en Europe. Cet élargissement s'inscrit dans le souhait de RTE de contribuer à l'affirmation d'un « intérêt commun » des réseaux électriques européens et de faire de la coopération avec les autres GRT un axe fort de sa performance, dans la dynamique du projet industriel. Coreso fait maintenant l'objet d'une reconnaissance grandissante en tant que partie prenante dans les processus de coordination européens.

Couplage de marchés (market coupling)

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement (CE) n° 714/2009 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau par l'allocation des capacités d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :

- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des couplages de marchés se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines et à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France-Belgique-Pays-Bas, appelé « Tri Lateral Market Coupling », a débuté en novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool), et son succès est aujourd'hui confirmé. Depuis 2007, les bourses électriques et les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité belges, français, allemands, luxembourgeois et néerlandais ont réalisé des progrès significatifs vers un couplage des marchés de l'électricité de la région « nord ouest Europe » (*Central and Western Europe* – « CWE ») et une meilleure coordination pour

une sécurité d'approvisionnement. En octobre 2008, sept GRT (RTE, Elia, TenneT, Cegedel Net, EnBW, E.ON Netz et RWE TSO) ont créé une société commune, dénommée « Capacity Allocation Service Company » (CASC-CWE), visant à offrir aux utilisateurs un « guichet unique » pour l'allocation aux enchères des capacités de transport d'énergie aux frontières des pays de la zone CWE qui comprend la France, le Benelux et l'Allemagne. Après plus de trois années de travaux, RTE et ses partenaires de la région CWE, gestionnaires de réseau et bourses, ont lancé avec succès le 9 novembre 2010 le couplage de marché sur la zone France-Allemagne-Benelux. Le couplage de marchés sur la région permet l'optimisation simultanée des capacités d'interconnexion transfrontalières de la production sur l'ensemble des pays de la zone. En l'absence de congestion sur ces interconnexions, il doit conduire à un prix unique sur tous ces pays.

Dès son lancement, un prix unique a d'ailleurs été atteint sur la zone sur l'ensemble de la journée, témoignant des gains associés à l'utilisation des ouvrages de réseau rendue possible par le couplage des marchés.

Ce couplage marque une étape importante vers la création d'un marché européen unique de l'énergie en Europe. Des travaux sont en cours pour étendre courant 2014 le couplage de la région « nord ouest Europe » qui comprend, outre la France, l'Allemagne et le Benelux, les pays scandinaves et la Grande-Bretagne.

6.2.2.1.2.3 Activités de RTE à l'international

RTE International, filiale de RTE créée en septembre 2006, est l'interface de RTE pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France, en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré. Le chiffre d'affaires de RTE International représente une part mineure de celui de RTE. RTE poursuit une stratégie de développement et de diversification géographique de ses prestations internationales.

6.2.2.1.3 Actualité institutionnelle et législative

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive n° 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture, tout en renforçant substantiellement les obligations d'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

La France a fait le choix, dans le cadre de la transposition de cette directive, du modèle dit de « gestionnaire de réseau de transport indépendant ». Ce modèle permet le maintien d'un groupe intégré, mais au prix de contraintes fortes pesant sur les relations entre RTE et l'entité verticalement intégrée (« EVI »), qui comprend les entités du Groupe en charge d'activités de production ou de fourniture.

Ces contraintes, fixées par la directive n° 2009/72/CE, ont été transposées en droit interne et codifiées aux articles L. 111-9 et suivants du Code de l'énergie. Elles encadrent principalement les conditions d'exercice des fonctions des dirigeants de RTE au sein de l'EVI².

S'agissant des relations avec les autres entités de l'EVI, l'article L. 111-18 du Code de l'énergie pose le principe de l'interdiction des prestations de services de ces entités au profit de RTE, à l'exception de celles nécessaires à la sécurité et à la sûreté du réseau de transport. La confusion d'image est également prohibée, RTE devant notamment être propriétaire de sa marque.

En application de l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau qui mentionne les principales infrastructures qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans. Ce schéma est adressé à la CRE, qui vérifie qu'il couvre l'ensemble des besoins. Tous les quatre ans, il est soumis à l'approbation du Ministre chargé de l'énergie. En outre, pour l'application de ce schéma décennal, le Président du Directoire de RTE soumet chaque année à l'approbation de la CRE le

1. Elia est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge à haute tension (de 30 000 à 380 000 volts).

2. En particulier, la rémunération des dirigeants et des salariés doit être fonction d'indicateurs propres à RTE. Ils ne peuvent détenir aucun intérêt ou recevoir d'avantage financier de la part des sociétés composant l'EVI, à l'exception, pour les salariés, des droits qu'ils détiennent, au 1^{er} juin 2011, sur les plans d'actions gratuites, sur les accords de participation ou d'intéressement.

programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE.

Enfin, en vertu des articles L. 111-34 et suivants du Code de l'énergie, RTE désigne un responsable de la conformité chargé de veiller au respect du principe d'indépendance, et notamment de vérifier la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau.

6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDF a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité en garantissant sa sécurité et sa sûreté

et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008, dessert environ 34 000 des 36 500 communes françaises. Les autres communes sont desservies par des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

ERDF a distribué en 2013 de l'électricité à plus de 35 millions de clients (points de livraison) en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2013, ERDF employait 38 667 personnes.

Pour l'année 2013, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

(en TWh)	2013	2012
Injections par RTE	358,0	351,1
Injections par les producteurs décentralisés	31,7	29,5
TOTAL DES INJECTIONS	389,7	380,6
Livraisons	364,5	355,7
Pertes	25,2	24,9
TOTAL DES SOUTIRAGES	389,7	380,6

Les injections et soutirages : ERDF délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement RTE, d'une part, qui assume en France les responsabilités de gestionnaire du réseau de transport (voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité »)) – les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau – et, d'autre part, des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution. À tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Les pertes : le réseau de distribution génère des pertes dont une part est due à des raisons physiques (effets Fers et Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2013, le taux de pertes a été de 6,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 25,2 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2013 à 1 467 millions d'euros. Pour compenser ces pertes, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. À compter de 2014 et de manière progressive, ERDF pourra, comme les autres gestionnaires de réseaux, bénéficier de l'ARENH pour l'achat de ses pertes à hauteur de 60 % environ.

Les caractéristiques techniques : le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) est constitué au 31 décembre 2013 d'environ :

- 622 000 kilomètres de lignes haute tension A (« HTA ») à 20 000 volts ;
- 702 000 kilomètres de lignes basse tension (« BT ») à 400 volts ;
- 2 300 postes sources HTB/HTA ;
- 764 000 postes de transformation HTA/BT.

En général, les frontières de ce réseau sont, en amont, le poste source, propriété d'ERDF pour la partie qu'elle exploite, qui assure l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ou bien, dans certains cas, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ; en aval, le disjoncteur installé chez le client, qui relève de la concession.

6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Les activités de distribution du groupe EDF sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par ERDF, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la directive n° 2003/54/CE, dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, qui dispose que lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, leurs deux filiales ERDF et Gaz réseau Distribution France (« GrDF ») partageant un service commun conformément au cadre légal (voir section 6.2.2.2.4 (« Service commun et international »)).

En application de la loi du 9 août 2004, un traité d'apport partiel d'actifs a permis l'apport par EDF à ERDF des actifs et passifs d'EDF liés à l'activité de distribution d'électricité, dont notamment les droits, autorisations, obligations et contrats liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et deux représentent l'État. Le Directoire d'ERDF est composé de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance.

Missions d'ERDF en France

ERDF exerce dans les conditions fixées par la loi et les cahiers des charges de concessions (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution ») ci-dessous), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;

- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'Énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- exercer des prestations pour les ELD et les distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- et plus généralement, se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières ou immobilières se rattachant aux missions précitées.

Les investissements d'ERDF ont évolué comme suit :

Investissements bruts (en millions d'euros)	2013	2012	2011
Raccordements utilisateurs et voiries	1 432	1 380	1 309
Investissements délibérés (renforcements, sécurité, qualité, SI...)	1 745	1 689	1 512
Total investissements ERDF	3 177	3 069	2 821
Remises d'ouvrage par les tiers et collectivités ⁽¹⁾	803	878	932
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	3 980	3 947	3 753

(1) Après déduction PCT¹ et article 8².

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont consacrées à la qualité de la desserte, à la sécurisation des réseaux, à la sécurité, et à la préservation de l'environnement, domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

L'augmentation des investissements permet à ERDF de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine, et en particulier :

- un plan d'actions « Aléas climatiques » prévu dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)) et fondé sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques. Ce plan a été complété d'un programme de travaux destinés au « prolongement de la durée de vie » du réseau HTA aérien d'un montant de 50 millions d'euros et d'équipement en organes de manœuvre télécommandés qui permettent la réalimentation rapide des clients en cas de défaut ;

(en millions d'euros)

	2013	2012	2011
Budget de maintenance préventive	273	264	242

Les conférences départementales

Les programmes d'investissement sont déclinés tous les ans au niveau de chaque territoire à l'occasion des conférences départementales prévues et présidées par le préfet. Ces conférences départementales ont pour objectif

6.2.2.2 Activités de distribution

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2013, 3,2 milliards d'euros ont été investis par ERDF, dont 1,4 milliard en majorité lié aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs ainsi qu'à des obligations réglementaires (déplacement de voirie, PCB, mise en œuvre de la réglementation visant à renforcer la sécurité des travaux à proximité des réseaux, etc.). La poursuite de la relance des investissements s'est traduite par une augmentation de 356 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2011 et 2013. En complément, les autorités concédantes ont investi 803 millions d'euros en 2013. Au total, près de 4 milliards d'euros ont été investis en 2013 en France continentale sur les réseaux de distribution.

- un plan de renouvellement des réseaux souterrains anciens HTA et BT des grandes villes est également déployé : 1 196 kilomètres de réseaux souterrains HTA ont ainsi été renouvelés en 2013 ;
- un programme de modernisation des postes sources (contrôle-commande numérique, remplacement d'appareillages de coupures, etc.) et de sécurisation de ces ouvrages, en particulier dans les zones urbaines denses.

En complément des investissements, ERDF poursuit l'augmentation des budgets de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élargage.

de renforcer le dialogue entre les maîtres d'ouvrage qui investissent sur le réseau public de distribution, afin d'atteindre une plus grande efficacité dans les dépenses d'investissement en matière de sécurité et de qualité d'alimentation électrique.

1. PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

2. Article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (par exemple les travaux d'enfouissement des lignes).

Le Contrat de service public et les préoccupations environnementales et esthétiques

ERDF, afin de répondre aux objectifs du Contrat de service public ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagé à enterrer 90 % des nouvelles lignes haute tension A (« HTA ») et à réaliser en « technique discrète » (câble torsadé en façade des immeubles) les deux tiers des nouvelles lignes basse tension (« BT »). ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité du réseau. Un réseau enterré reste en effet soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien : il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients est en général plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2013, ERDF a construit plus de 98 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 79 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète. Il a ainsi dépassé son engagement vis-à-vis de l'État de réduction de l'impact visuel des réseaux établis sous sa maîtrise d'ouvrage. Par ailleurs, dans le cadre de son plan Aléas climatiques, ERDF a déposé plus de 4 700 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2013.

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. En 2013, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 82 minutes. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce décret vise à garantir dans la durée un niveau minimal de qualité pour les usagers placés de façon structurelle dans des conditions d'alimentation électrique significativement plus défavorables que la grande majorité des usagers français. Il complète logiquement les dispositions retenues par le régulateur dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à maintenir et améliorer tendanciellement le niveau de qualité moyenne. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients étaient considérés en 2013 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF s'appuie sur une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients.

Pour couvrir le réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, ERDF a conclu avec Natixis, en août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans. Avec une capacité de couverture de 150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent. Cette couverture a été renforcée par un contrat signé en décembre 2011 avec Swiss Re, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros.

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre ERDF, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque a encore progressé : à fin 2013, 3 731 MW d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 3 126 MW fin 2012), représentant environ 294 490 installations (262 850 étaient raccordées en 2012). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et plus de 7 360 MW sont raccordés à fin 2013.

À fin 2013, ERDF a atteint un total de raccordement de production photovoltaïque et éolien d'environ 11 GW, composé respectivement de 3,7 GW de centrales photovoltaïques et de 7,4 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier

les centrales hydrauliques « historiques » (1,4 GW) et les cogénérations (1,7 GW). Au total, à fin 2013, ERDF aura raccordé un parc de production d'environ 15,7 GW. Ces productions représentent en 2013 environ 8 % de l'énergie gérée au périmètre ERDF.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1^{er} juillet 2007.

22 fournisseurs d'électricité opèrent sur le marché français. Ils ont signé un contrat avec ERDF définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

Concessions

ERDF et EDF gèrent 625 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population.

En France, la distribution publique d'électricité s'opère généralement selon un régime de concession dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Comme le prévoit la loi, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution, qui constituent des biens de retour¹. Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution) sont confiés, en application du Code de l'énergie (article L. 121-4), à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés, et par ERDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie réseaux de distribution. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont cosignés selon ces modalités.

Économie des contrats de concession

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (« FNCCR »), et validé par les représentants des pouvoirs publics (voir section 6.5.5 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)).

Les principales dispositions du cahier des charges de concession portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter sur un territoire déterminé les missions de service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls. Il perçoit auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge ;
- le versement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement ;
- les droits et obligations des parties en cas de renouvellement de la concession ;

1. Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables à l'exercice du service concédé. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à la collectivité concédante. Le contrat de concession prévoit leur retour obligatoire à la collectivité concédante en fin de concession.

- les droits et obligations des parties en cas de non-renouvellement de la concession (ou de résiliation anticipée), dans l'hypothèse où le maintien du service ne présenterait plus d'intérêt par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent ou du fait des progrès de la science ;
- le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par l'autorité concédante dans le cahier des charges de concession : ce contrôle est exercé par un agent désigné par l'autorité concédante et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre des lois Solidarité et renouvellement urbain (« SRU ») et Urbanisme et habitat (« UH »), ERDF et la FNCCR ont renouvelé le 18 juillet 2012 le protocole d'accord, dit « PCT », qui organise le versement aux concédants de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement lorsque ces derniers en assurent la maîtrise d'ouvrage.

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux (le maître d'ouvrage assure l'organisation, la réalisation et le financement des travaux) est répartie, selon des modalités fixées dans chacun des cahiers des charges, en règle générale :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et création des branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), ERDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage par le type de raccordement (consommateurs) sur les communes relevant du régime d'électrification rurale (c'est-à-dire celles sur lesquelles l'autorité concédante maître d'ouvrage peut bénéficier des aides du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (« FACE »)). Dans les communes relevant du régime urbain, ERDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), ERDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages existants dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), l'autorité concédante est le maître d'ouvrage.

Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances par le concessionnaire à l'autorité concédante.

En contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la concession, ERDF verse à l'autorité concédante une redevance qui se décompose dans ses modalités de calcul en une redevance R1 dite « de fonctionnement » et une redevance R2 dite « d'investissement ».

En tant qu'exploitant de réseaux, ERDF doit s'acquitter de redevances pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. En vertu d'un décret du 26 mars 2002, les redevances au profit des collectivités territoriales sont plafonnées en fonction de leur population. Elles sont versées aux communes ou à certains groupements de collectivités territoriales, ainsi qu'aux départements.

ERDF, comme les ELD, verse une contribution au FACE assise sur le nombre de kilowattheures acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux autorités concédantes pour le financement de leurs dépenses d'électrification sur le territoire des communes en régime rural.

En outre, ERDF, comme les ELD, participe au mécanisme du Fonds de péréquation de l'électricité (« FPE ») qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

6.2.2.2.3 Actualité institutionnelle et législative

L'actualité institutionnelle en 2013 a été marquée par le débat national sur la transition énergétique. ERDF a participé activement aux discussions tant au niveau national que dans les instances régionales. Un groupe de travail spécifique à la distribution a été créé, et cela a été l'occasion pour tous les acteurs d'exprimer leurs attentes sur le système électrique de demain.

Avec la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, de nouvelles mesures ont un impact significatif sur l'activité d'ERDF et notamment pour les points suivants :

- mise en place d'un marché de l'effacement de l'électricité, placé sous le contrôle de RTE, mais dans lequel le rôle des gestionnaires de réseaux sera déterminant, les effacements ayant un impact direct sur le pilotage et la conduite des réseaux de distribution ;
- assujettissement de l'énergie achetée par les gestionnaires de réseau pour la compensation de leurs pertes à l'obligation de capacité. Cette obligation, qui avait été instaurée, dans ses principes, par la loi NOME du 7 décembre 2010 et organisée par le décret du 14 décembre 2012, prévoit que chaque fournisseur d'électricité contribue à la sécurité d'approvisionnement, en finançant, directement ou indirectement, des moyens de réduction du risque de défaillance lors des pointes de puissance. Désormais, les gestionnaires de réseau doivent se procurer les certificats associés à leur obligation de capacité, en fonction du volume effectif des pertes sur les réseaux, soit directement, soit par l'intermédiaire de fournisseurs identifiés ;
- extension du principe de trêve hivernale : les coupures sont désormais interdites pour toute personne ou famille, du 15 novembre au 31 mars, qu'elles aient ou non bénéficié d'une assistance des services sociaux. Une réduction de puissance est toutefois autorisée. La loi assimile désormais les résiliations à l'initiative des fournisseurs à des coupures. ERDF s'organise donc pour faire face à l'afflux de demande de limitation de puissance et de rétablissement de puissance auxquelles elle aura à faire face en début et en fin de trêve hivernale.

L'arrêté du 14 janvier 2013 relatif aux modalités du contrôle technique des ouvrages des réseaux publics d'électricité oblige, à compter du 1^{er} janvier 2014, les gestionnaires de réseaux publics d'électricité à procéder à un contrôle technique (fonctionnellement indépendant) à l'occasion de la mise en service de tout nouvel ouvrage électrique, mais aussi à procéder au contrôle technique des ouvrages déjà en service. Dans les deux cas, le contrôle initial devra être renouvelé au moins tous les 20 ans.

Enfin, le dispositif réglementaire visant à mettre en place un contrôle métrologique des compteurs électriques en service a été instauré par l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. ERDF et les autres gestionnaires de réseaux doivent désormais vérifier que les compteurs restent fiables tout au long de leur durée de vie. Une marge d'erreur admissible est fixée par la réglementation.

6.2.2.2.4 Service commun et international

Le service commun à ERDF et GrDF

Le service commun à ERDF et GrDF, défini par le Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

ERDF et GrDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, elle peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier.

En novembre 2011, ERDF et GrDF ont signé un protocole d'accord décrivant pour chaque distributeur la vision cible d'organisation du service commun. L'ouverture des marchés et la différenciation des processus ont conduit à faire évoluer et à spécialiser l'organisation de certaines activités. À ce jour, ERDF a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à la maille locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité. Certaines activités, telles que la relève ou des activités logistiques, sont maintenues en service commun du fait des gains d'efficacité engendrés.

International

ERDF a continué à développer son activité à l'international en 2013 en mettant à la disposition de ses clients son savoir-faire, son expertise et ses services :

- continuation de l'activité au Liban avec la mise en œuvre des contrats de performance signés en 2012 et la signature de contrats additionnels avec les mêmes clients ;
- confirmation de la prolongation du contrat de gestion délégué à Tomsk et signature d'un avenant à l'accord stratégique avec Rosseti concernant le développement d'un deuxième projet en Russie ;
- continuation du développement commercial en Chine avec les deux premiers contrats de prestation de service avec China Southern Grid (« CSG ») et les négociations d'un premier projet de coopération long terme avec Jineng Group (« SLPC ») ;
- création d'une succursale au Congo Brazzaville en septembre 2013 et signature d'un contrat de prestation de service long terme avec pour objectif d'améliorer les performances de la société nationale d'électricité congolaise.

En juin 2013, la société ERDF-I, à travers laquelle ERDF exerce ses activités internationales dans un cadre dérégulé, a été cédée à EDF International, filiale d'EDF. À la suite de ce transfert, ERDF-I a changé de dénomination sociale et s'appelle désormais EDF Distribution International. L'objet social de cette société n'a cependant pas été remis en cause et elle continue d'être présidée par le Président du Directoire d'ERDF.

6.2.2.2.5 Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants)

Les réseaux intelligents (*smart grids*) et les compteurs communicants

ERDF, garant de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, les « compteurs communicants ». Ce système représente la première étape des *smart grids*. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine.

À l'initiative du Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant toutes les parties prenantes (fournisseurs, industriels, associations de consommateurs, concédants, régulateur, etc.) a été lancé fin 2012 afin de permettre une appropriation collective de quatre points clé du projet : la réponse aux attentes des consommateurs, les capacités du système à gérer l'effacement, la stratégie de déploiement envisagée et les modalités de financement. Ces travaux, poursuivis jusqu'à l'été 2013, ont permis au Premier Ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF d'une première tranche de 3 millions de compteurs Linky d'ici fin 2016 dans le cadre du projet de remplacement de 35 millions de compteurs représentant 90 % du parc français à l'horizon 2020. Pour cette période, l'investissement est estimé au total à 5 milliards d'euros courants et sera financé par le groupe EDF. La pose des compteurs commencera en 2015, et son coût sera neutre pour les clients, les gains réalisés grâce à Linky (moins de déplacements et moins de pertes) compensant dans la durée le surcoût des investissements nécessaires.

Rappelons que le système communicant Linky, dont le compteur est une composante clé, permettra d'offrir aux consommateurs :

- une facturation basée sur le relevé réel des index de consommation ;
- une majeure partie des interventions réalisées à distance en moins de 24 heures sans la présence du client (relevés, changements de puissance, mise en service, etc.) ;
- des délais d'intervention réduits en cas d'incident ;
- une intégration facilitée des nouveaux usages (véhicule électrique, etc.) et des énergies renouvelables réparties ;
- un accès sécurisé par Internet à des informations permettant de comprendre sa consommation ;
- un pilotage d'appareils de la maison pour maîtriser les consommations ;
- un outil simple pour aider au développement de l'effacement.

En octobre 2013, les appels d'offres pour la fourniture du premier palier de 3 millions de compteurs ont été lancés. À ce jour, le cadre de régulation applicable à Linky reste à définir et devra intégrer les spécificités du projet, en particulier avec une incitation à la performance et une rémunération adaptée aux risques portés par ERDF.

Accompagner la transition énergétique

Simultanément, ERDF teste à grande échelle les étapes suivantes, qui offriront aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux de recherche et d'expérimentation portent sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique, etc. ERDF pilote ou accompagne une quinzaine de démonstrateurs en France et en Europe avec des partenaires variés, des industriels, des PME, des *start-up* ou des universités. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin, plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements en les dimensionnant à la pointe de consommation tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à ERDF, de performance et de sécurité.

Depuis fin 2011, ERDF coordonne le programme « GRID4EU ». Ce programme rassemble un consortium de six distributeurs européens (ERDF, Enel, Iberdrola, CEZ, Vattenfall et RWE) ; il contribue à expérimenter le potentiel des *smart grids* dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables, du développement des véhicules électriques, de l'automatisation des réseaux, du stockage de l'énergie, de l'efficacité énergétique et des solutions d'effacement.

6.2.2.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'outre-mer et les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » mentionnées à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leurs interconnexions avec un réseau continental font que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs ;

- l'obligation de confier le transport et la distribution à une personne morale distincte de celle qui assure la production et la fourniture n'y est pas applicable.

Cet état de fait a notamment pour conséquence que des surcoûts de production dans ces SEI, qui sont considérés par le législateur comme une charge de service public, sont à ce titre compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)).

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des Systèmes électriques insulaires à fin décembre 2013.

	Données à fin décembre 2013	
	Total	dont Corse
Effectif EDF ⁽¹⁾	3 365	748
Nombre de clients	1 080 361	240 991
Longueur réseaux (en km)	34 827	11 197
Puissance installée du parc EDF (en MW)	2 049	520
dont parc hydraulique et autres renouvelables	455	197
dont parc thermique ⁽¹⁾	1 594	323
Production d'électricité (en GWh)		
Production EDF ⁽¹⁾	5 485	1 360
dont production hydraulique	1 564	532
Achats d'énergie auprès des tiers	4 093	875
dont énergie renouvelable, y compris bagasse	1 186	212
dont autres énergies	2 907	663
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	9 578	2 235

(1) Données incluant EDF Production Énergétique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et outre-mer. L'augmentation de puissance installée thermique de 70 MW en 2013 par rapport à 2012 est transitoire car liée à l'arrivée des moteurs de PEI, notamment à La Martinique fin 2013, sans déclassement total des moteurs SEI, en période de « réserve chaude ».

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'ADEME et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

La plupart des territoires insulaires connaissent néanmoins une croissance importante de leurs consommations d'électricité (forte croissance démographique, rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par la création de nouveaux moyens de production, décidée par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (« PPI »), soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs, dont EDF, à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt de capitaux immobilisés dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Fin 2012, une modification au Code de l'énergie concernant la compensation des actions d'efficacité énergétique, des coûts de stockage d'électricité et d'imports d'électricité de pays voisins a été apportée par un amendement présenté dans le cadre de l'examen de la troisième loi de finances rectificative pour 2012 (article 60) qui a été promulguée le 29 décembre 2012. Cette compensation ne peut se faire que dans la limite des surcoûts de production que ces actions contribuent à éviter. Un décret en Conseil d'État et un arrêté du Ministre chargé de l'Énergie sont prévus début 2014 pour son application.

L'organisation d'EDF, dans chacun de ces territoires, repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre entre offre et demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Dans ces territoires, EDF est l'acteur principal en termes de production d'électricité.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à moderniser et renforcer le parc de production d'électricité à puissance garantie

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité fixe les objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer à 1 166 mégawatts à horizon 2020. Ce programme comprend le renouvellement de la quasi-totalité des centrales Diesel existantes.

Compte tenu de la stratégie retenue consistant à demeurer, dans chacun de ces territoires, l'acteur majoritaire en termes de puissance installée, le groupe EDF a entrepris le projet de renouveler ses principales centrales. Les chantiers de construction de quatre centrales Diesel ont été engagés pour une capacité totale de près de 740 mégawatts : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Corse. Ces nouveaux moyens de production permettront au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales et contribueront à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

Les douze moteurs de la centrale de Port-Est à la Réunion ont été mis en service entre fin 2012 et octobre 2013. Cette centrale thermique, fonctionnant au fioul et construite pour remplacer celle de Port-Ouest arrêtée en avril 2013, a été inaugurée le 11 octobre 2013. Elle est équipée de technologies innovantes et particulièrement performantes du point de

vue industriel et environnemental. Elle dispose notamment de moteurs Diesel de nouvelle génération permettant d'économiser 15 % de la consommation de combustible, et dotés de dispositifs catalytiques filtrant les gaz d'échappement. Le groupe EDF a investi plus de 500 millions d'euros dans ce nouveau moyen de production d'électricité au service de la Réunion afin de répondre à la croissance structurelle de la consommation d'électricité des Réunionnais. La centrale a été construite et est exploitée par la filiale EDF PEI (Production électrique insulaire). Ses moteurs ont été fournis par le constructeur européen MAN, associé aux industriels français Eiffage et Clemessy, qui ont réalisé le chantier avec plus de 150 entreprises, pour la grande majorité réunionnaises. Cette centrale garantit la continuité d'alimentation électrique de l'île et sécurise sa transition énergétique avant l'arrivée à maturité des nouvelles filières technologiques (énergies des mers, stockage, etc.) et l'évolution des modes de consommation vers plus d'efficacité énergétique, dans un contexte où les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, photovoltaïque et éolien) représentent aujourd'hui plus de 34 % du mix énergétique réunionnais.

Les premiers essais des centrales de Bellefontaine B en Martinique et Lucciana B en Corse ont démarré fin 2013.

Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon pour une capacité de 21 mégawatts est également en cours, de même que l'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs).

Le barrage hydraulique du Rizzanese en Corse, d'une puissance de 55 mégawatts, dont le couplage du premier groupe au réseau a eu lieu le 12 décembre 2012 et celui du second en 2013, a été inauguré en juin 2013. Avec ses 60 m d'épaisseur en fondation, pour 40 m de hauteur, l'aménagement hydroélectrique du Rizzanese est un ouvrage de type « barrage-poids ». Le Rizzanese sera mobilisé en période de pointe. L'entrée en production du barrage confirme l'importance, en Corse, de l'énergie hydraulique comme première source d'énergie renouvelable. Avec le Rizzanese, les énergies renouvelables en Corse contribueront en moyenne pour 30 % aux besoins de la population et du secteur économique.

EDF a investi 393 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires en 2013 et prévoit d'y investir 275 millions d'euros en 2014.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, conduit le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques. La Corse comme les départements d'outre-mer étant dotés de parcs naturels, certaines des nouvelles liaisons haute tension seront construites selon des techniques souterraines ou sous-marines.

EDF a investi 173 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2013 et prévoit d'y investir 176 millions d'euros en 2014.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et optimiser la gestion des systèmes électriques

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux Systèmes Électriques Insulaires. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Des études sont également en cours pour utiliser le GNL en substitution du combustible fioul.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (élaboration des outils de prévision avec d'autres industriels et des universités, mise en service d'une batterie de 1 mégawatt de capacité à la Réunion – première de cette capacité en Europe –, couplage de production photovoltaïque et de capacités de stockage) et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux communicants ou *smart*

grids en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

Sur tous ces projets, l'expertise du groupe EDF en termes de recherche et développement est mobilisée.

6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

En 2013, les tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (distribution) ont fait l'objet de décisions distinctes de ceux s'appliquant dans le domaine de tension HTB (transport). Cela fait suite à la décision du Conseil d'État du 28 novembre 2012 annulant le TURPE 3 en tant qu'il fixait les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution pour la période 2009-2013.

Afin de combler le vide juridique résultant de cette annulation, la CRE a, par délibération du 29 mars 2013, proposé aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution, applicables rétroactivement du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. La décision approuvant ces tarifs, dits « TURPE 3 HTA-BT », a été publiée au *Journal officiel* du 26 mai 2013. Par une délibération du 28 mai 2013 publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2013, la CRE a décidé de reconduire ces tarifs jusqu'au 31 décembre 2013 afin de disposer du temps nécessaire à l'élaboration d'une nouvelle méthodologie tarifaire tenant compte des motifs de la décision du Conseil d'État. Le pourcentage d'évolution des tarifs a été fixé à - 2,5 % au 1^{er} juin 2013, puis + 2,1 % au 1^{er} août 2013.

Sur ces bases, en 2013, les recettes tarifaires ont été de 12,7 milliards d'euros pour le réseau de distribution d'ERDF.

Dans le même temps, par consultation publique du 9 juillet 2013, la CRE a soumis à l'appréciation des acteurs de marché deux méthodologies tarifaires susceptibles d'être retenues dans le cadre de la fixation du TURPE 4 HTA-BT destiné à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2014 : une méthodologie proposée par ERDF et une méthodologie alternative élaborée par le régulateur.

Le 12 novembre 2013, les Ministres de l'Économie et de l'Énergie ont adressé au Président de la CRE un courrier annonçant le dépôt prochain d'un projet de loi visant à sécuriser le cadre juridique applicable aux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et à faciliter la « mise en œuvre d'une méthode communément admise de régulation économique normative ».

Le 13 novembre 2013, la CRE a proposé un projet de tarifs fondés sur la méthode alternative soumise à la consultation de juillet.

Après avis du Conseil supérieur de l'énergie du 10 décembre, la CRE a délibéré le 12 décembre 2013 sur les nouveaux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA-BT, applicables à compter du 1^{er} janvier 2014 pour une période d'environ quatre ans. La décision a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013.

Le revenu tarifaire d'ERDF a augmenté de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014. Il évoluera en fonction de l'indice des prix à la consommation chaque 1^{er} août des années 2014 à 2017.

La CRE reconduit le mécanisme du Compte de régulation des charges et des produits (« CRCP »), mis en place dans le cadre de TURPE 2, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs. La contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle des grilles tarifaires, qui vient s'ajouter à l'inflation, est limitée à plus ou moins 2 %.

Par ailleurs, le régulateur a souhaité renforcer le cadre existant de régulation pluriannuelle, incitant ERDF à améliorer la maîtrise de ses coûts, la qualité d'alimentation et la qualité du service rendu aux utilisateurs, et levant les freins tarifaires à engager les projets de R&D et d'innovation (démonstrateurs *smart grids* en particulier).

Les charges liées au déploiement des compteurs évolués d'électricité Linky n'ont pas été prises en compte dans ces tarifs : le cadre tarifaire associé fera l'objet d'une délibération *ad hoc* attendue courant 2014.

Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité fait l'objet d'une décision motivée de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »). Le tarif actuel d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 4 HTB), défini par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, est entré en vigueur le 1^{er} août 2013.

Le revenu tarifaire de RTE a ainsi augmenté de 2,4 % au 1^{er} août 2013, puis évoluera en fonction de l'indice des prix à la consommation chaque 1^{er} août des années 2014 à 2016.

La rémunération financière des actifs de RTE est égale au produit de la base d'actifs régulés, estimée au 1^{er} janvier 2013 à 11,7 milliards d'euros, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % pour la présente période tarifaire 2013-2016.

Par ailleurs, la CRE a maintenu le mécanisme préexistant de neutralisation des effets sur les charges et produits du gestionnaire de réseau de facteurs externes difficilement prévisibles et non maîtrisables par ce gestionnaire. Ce Compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extracomptablement, sur des postes préalablement identifiés, les trop-perçus ou les manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes.

La hausse annuelle du TURPE prend aussi en compte cet élément, par le biais d'un facteur d'apurement du CRCP dont la valeur absolue est plafonnée à 2 % et qui s'ajoute à l'évolution en fonction de l'inflation.

Le maintien d'une période tarifaire d'une durée d'environ quatre ans donne à RTE une bonne visibilité sur l'évolution de ses recettes. Cette durée facilite également la réalisation des investissements et des politiques techniques qui permettront à RTE de maîtriser ses coûts et de maintenir un haut niveau de qualité de service.

Sur ces bases, en 2013, les recettes tarifaires ont été d'environ 4,1 milliards d'euros pour le réseau de transport d'électricité.

Souhaitant que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité améliore l'efficacité technico-économique de ses activités au cours de la période tarifaire 2013-2016, tout en veillant au respect des missions de service public qui lui ont été confiées, la CRE a fixé des objectifs de maîtrise des coûts d'exploitation maîtrisables de RTE et a amélioré le dispositif d'incitation à la continuité d'alimentation électrique, le schéma de régulation visant ainsi à éliminer toute incitation qui se traduirait par une dégradation du niveau de qualité d'alimentation électrique. Le régulateur a par ailleurs introduit un dispositif d'incitation au développement des investissements d'interconnexion. Des dispositifs spécifiques de suivi ont été instaurés, notamment en ce qui concerne la maîtrise des volumes liés à la compensation des pertes sur le réseau de transport d'électricité, les dépenses de R&D de RTE et les investissements qui contribuent au maintien ou à l'accroissement des capacités d'interconnexion entre le réseau français et ses voisins.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international

Le groupe EDF se positionne comme un leader énergétique, avec l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable et rentable, en s'appuyant sur le développement des compétences et la valorisation des savoir-faire techniques. Il entend poursuivre le renforcement de son implantation internationale, complémentaire de ses activités en France.

Les activités internationales du groupe EDF déclinent de façon opérationnelle les orientations stratégiques du Groupe (voir section 6.1 (« Stratégie »)) concernant le renforcement des positions européennes, le déploiement d'activités et de projets nucléaires à l'international et d'autres projets ciblés à l'international.

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2013 du groupe EDF sur le segment à l'international¹ :

	Capacité installée ⁽¹⁾		Production ⁽¹⁾	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	11 638	35	83 406	51
Thermique à flamme	18 940	58	74 811	45
Hydraulique	1 439	4	4 672	3
Autres renouvelables	926	3	2 017	1
TOTAL	32 943	100	164 906	100

(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles à l'international, soit 4 054 MW et 9 724 GWh.

Positions européennes

Le groupe EDF a poursuivi la consolidation de sa présence en Europe, marché mature socle de sa présence industrielle.

L'activité du Groupe sur cette zone s'inscrit dans une volonté de contribuer à la constitution d'un marché unique tant de l'électricité que du gaz, de

favoriser l'émergence de nouvelles technologies et de solutions innovantes adaptées aux enjeux environnementaux, sociaux et économiques, et enfin de respecter les ressources naturelles, les ressources humaines et les souhaits des parties prenantes locales dans leurs appréhensions des enjeux énergétiques et des services associés.

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation appliqué à chaque entité.

Les principaux événements de l'année ont été :

- au Royaume-Uni : l'accord de principe avec le gouvernement britannique sur Hinkley Point C (voir section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)) ;
- en Pologne : la consolidation des actifs du Groupe dans le pays, avec la fusion de quatre de ses filiales au sein d'une nouvelle entité, EDF Polska, afin d'apporter une plus grande cohésion, une meilleure efficacité de gestion et une compétitivité accrue des sociétés du Groupe ;
- en Slovaquie : un accord définitif signé le 24 mai 2013 entre EDF et EPH et la finalisation de la transaction le 27 novembre 2013 pour la cession de 49 % de Stredoslovenská Energetika a.s. (« SSE ») à EPH (voir section 6.3.3.1.1.3 (« Slovaquie »)).

Ambition européenne du Groupe

Le groupe EDF a pour ambition de renforcer l'ensemble industriel cohérent dont il dispose en Europe par croissance organique et développement de synergies à l'échelle du Groupe. Il étudiera toute nouvelle opportunité de développement rentable en Europe, qui est son marché de référence.

En outre, le Groupe entend poursuivre la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un énergéticien actif dans le gaz comme dans l'électricité en Europe, afin de sécuriser son offre multi-énergie et d'assurer l'approvisionnement compétitif des outils de production d'électricité du Groupe utilisant le gaz.

Le Groupe met également en œuvre des synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des actions suivantes :

- améliorer les performances opérationnelles par le partage des meilleures pratiques observées au sein du Groupe ;
- utiliser l'opportunité des projets de construction d'actifs de production de différentes filiales pour standardiser la conception et grouper les commandes effectuées auprès des équipementiers ;
- coordonner les approvisionnements et les investissements gaziers pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz ;
- développer l'optimisation amont/aval à l'échelle européenne.

Nucléaire international

Premier producteur nucléaire mondial, EDF dispose d'atouts techniques significatifs (exploitation et ingénierie) et d'une solide expérience de construction et d'exploitation en France (parc de 58 réacteurs à eau pressurisé), au Royaume-Uni (15 réacteurs) ainsi qu'aux États-Unis (au travers de Constellation Energy Nuclear Group LLC – « CENG » – et ses sociétés filiales), qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international. En Chine, EDF et son partenaire CGN construisent deux tranches de type EPR à Taishan.

Au Royaume-Uni, via sa filiale EDF Energy, EDF a confirmé son projet de réalisation d'un programme de centrales nucléaires, qui s'est concrétisé en 2013 au travers de l'accord de principe avec le gouvernement britannique sur Hinkley Point C. En dépit de l'accident de Fukushima en mars 2011, des pays et compagnies d'électricité ont par ailleurs annoncé ou confirmé leur volonté de lancer ou de réactiver des projets nucléaires. Cette évolution est animée par la recherche d'indépendance énergétique, combinée à la prise de conscience grandissante des conséquences de l'utilisation des ressources fossiles sur le climat. Elle se traduit par l'émergence de plusieurs modèles et de nouveaux partenariats industriels.

EDF a ainsi identifié, au-delà de la Chine et du Royaume-Uni, d'autres opportunités tant en Europe que dans d'autres zones (voir section 6.1.3 (« Axes stratégiques à l'horizon 2020 »)). EDF développe ainsi des contacts et des coopérations dans d'autres pays comme la Pologne ou l'Arabie Saoudite.

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel et économique ; les modèles d'organisation qui en résultent peuvent être à chaque fois différents.

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine et en projet au Royaume-Uni est aujourd'hui le programme de référence du Groupe.

EDF poursuit l'objectif d'élargir et de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux.

Ainsi, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, confirmées par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012, EDF, AREVA et CGN ont signé le 19 octobre 2012 un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un nouveau réacteur de troisième génération de taille intermédiaire (1 000 à 1 100 MW). Cette coopération se poursuit en tenant compte des évolutions du contexte chinois. En collaboration avec AREVA, EDF renforce également l'optimisation de la conception de l'EPR, au-delà de la prise en compte du retour d'expérience des EPR en cours de construction.

6.3.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni, sous l'égide d'EDF Energy, se concentre sur la fourniture d'énergie et la production d'électricité. Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord, via EDF Production UK (voir section 6.4.2.2.3 (« Exploration et Production (« E&P » »)).

6.3.1.1 EDF Energy et le marché britannique

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni, employant environ 15 000 personnes sur plusieurs sites répartis sur l'ensemble du territoire. En 2013, il a maintenu sa position de premier producteur d'électricité (en TWh produits) et de premier producteur d'électricité faiblement émetteur de CO₂¹ au Royaume-Uni. Sur la base des données les plus récentes², EDF Energy a également conservé sa position de premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (en termes de térawatts-heures vendus³). Les données les plus récemment publiées (au 31 octobre 2013) suggèrent qu'EDF Energy a été le sixième plus grand fournisseur d'électricité et de gaz à usage domestique (en nombre de comptes clients). En outre, EDF Energy a gagné presque 300 000 comptes clients au cours des deux derniers mois de l'année, et achevé 2013 avec un record de 5,7 millions de comptes clients B2C en décembre 2013. De ce fait, et compte tenu du désinvestissement annoncé par RWE npower sur le marché résidentiel, EDF Energy s'attend à devenir le quatrième fournisseur d'énergie domestique⁴. Dans l'ensemble, EDF Energy est le plus grand fournisseur d'électricité au Royaume-Uni (en térawatts-heures vendus).

Les principaux concurrents d'EDF Energy sur les marchés britanniques de la production et de la fourniture de gaz et d'électricité sont : Centrica, E.ON UK, RWE npower, ScottishPower, Scottish and Southern Energy (« SSE ») et GDF Suez Energy International (ce dernier ne fournit pas les clients résidentiels). En outre, les petits fournisseurs gagnent de plus en plus de parts sur le marché résidentiel.

EDF Energy n'opère pas dans les domaines du transport et de la distribution d'électricité au Royaume-Uni. Le réseau de transport d'électricité haute tension appartient à National Grid (le GRT britannique) en Angleterre et au pays de Galles ; il est la propriété de SSE et de ScottishPower en Écosse. Au Royaume-Uni, les réseaux régionaux de distribution sont, quant à eux, gérés par UK Power Networks, Northern Powergrid, SSE, ScottishPower Energy Networks, Western Power Distribution et Electricity North West. Les opérateurs du réseau de distribution de gaz incluent le National Grid, Scottish and Southern Gas Networks, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

1. Source : Elexon reporting.

2. Source : Cornwall Energy Associated Business Sector – Électricité, 31 octobre 2012. Données hors Irlande du Nord.

3. Basé sur les données disponibles, à l'exception de l'Irlande du Nord.

4. En novembre 2013, RWE npower a annoncé la vente de ses filiales Electricity Plus et Gas Plus à Telecom Plus, induisant le transfert d'environ 770 000 comptes clients résidentiels.

6.3.1.2 La stratégie

EDF Energy exerce son activité dans un environnement de marché complexe, caractérisé par la volatilité des prix des matières premières, par un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, par l'intervention des pouvoirs publics qui développent une politique énergétique visant une énergie sûre, accessible et faiblement carbonée. En dépit du ralentissement de l'activité économique, la demande en électricité devrait renouer avec la croissance sur le long terme grâce aux politiques de limitation d'émissions de CO₂ incitant à la substitution du gaz et du pétrole au profit de l'électricité faiblement carbonée, notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

La stratégie d'EDF Energy vise à garantir la pérennité de ses activités sur le long terme. Son objectif est de créer de la valeur ajoutée en maintenant son excellence opérationnelle, en maximisant la valeur issue de ses centrales existantes nucléaires et thermiques (charbon et gaz), en augmentant la rentabilité de son portefeuille clients sur la base d'un ratio risque/rentabilité équitable pour ses clients, en constituant un portefeuille de projets dans les énergies renouvelables et en se positionnant comme le moteur de la relance du programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. Le groupe EDF projette de construire deux à quatre nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : deux à Hinkley Point dans le Somerset et potentiellement deux autres à Sizewell dans le Suffolk (sous réserve du résultat des études en cours). En octobre 2013, EDF est parvenu à un accord de principe durable et équilibré avec le gouvernement britannique concernant le site Hinkley Point C (« HPC ») afin de garantir son niveau de chiffre d'affaires au travers d'un contrat pour différence (*Contract for Difference*, « CfD »), suite à l'obtention des autorisations administratives pour le projet en mars 2013. La décision finale d'investissement concernant HPC reste soumise à un certain nombre de conditions supplémentaires, dont un accord sur l'intégralité des clauses du CfD, des accords avec les partenaires industriels pour l'apport de fonds propres et avec Infrastructure UK (« IUK » – organe du Trésor britannique en charge des projets prioritaires d'infrastructure de long terme et de la sécurisation des investissements privés) pour le financement par emprunt, ainsi qu'une autorisation de la Commission européenne pour le CfD et les mécanismes qui s'y rattachent, en vertu de la réglementation concernant les aides d'État. Concernant cette dernière condition, le gouvernement britannique a formellement notifié le CfD à la Commission européenne le 22 octobre 2013. Le 18 décembre 2013, la Commission européenne a annoncé avoir ouvert une enquête approfondie consistant en une évaluation détaillée des mesures notifiées. Cette décision a fait l'objet d'une publication au *Journal Officiel de l'Union Européenne* le 7 mars 2014, qui ouvre une période de consultation de l'ensemble des acteurs intéressés. Parallèlement, le projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité a reçu la sanction royale (*Royal Assent*) le 18 décembre 2013, illustrant la dynamique positive en faveur de la limitation des émissions de CO₂ dans l'ensemble du secteur de la production d'électricité au Royaume-Uni (voir sections 6.3.1.4.5 (« Cadre juridique au Royaume-Uni ») et 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)).

Les centrales nucléaires d'EDF Energy continuent de fournir au Royaume-Uni une énergie sûre et faiblement carbonée. En 2013, la production nucléaire a atteint son niveau le plus haut depuis huit ans, à 60,5 TWh. L'extension de la durée de vie des centrales nucléaires, lorsque le processus est sûr et viable sur le plan commercial, permet au Royaume-Uni de continuer à bénéficier d'une production à faible émission de CO₂ jusqu'à ce que de nouvelles capacités de production faiblement carbonées soient disponibles. Cette stratégie permet également de favoriser l'emploi et de maintenir les compétences dans l'industrie nucléaire britannique. En février 2014, EDF Energy a confirmé son intention d'étendre la durée de vie de la centrale nucléaire Dungeness B de dix ans jusqu'en 2028, sous réserve de recevoir les autorisations nécessaires. En tenant compte des extensions prévues par le Groupe, l'ensemble des sept centrales de types RAG ainsi que la centrale de Sizewell B (« REP ») fonctionneraient en 2023, date de mise en service attendue pour la centrale Hinkley Point C sous condition d'une décision finale d'investissement en 2014 (voir section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)).

Les autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production de l'entreprise portent sur l'optimisation de la valeur des capacités de production au charbon sur leur durée de vie restante (suite aux directives européennes sur les grandes installations de combustion (« GIC ») et sur les émissions industrielles (« IED »)); la maximisation de la production des centrales nucléaires existantes; l'optimisation du fonctionnement de la nouvelle centrale West Burton B, dotée de turbines à gaz à cycle combiné (« CCG »), mise en service en 2013; la poursuite du développement de projets dans les énergies renouvelables et d'installations de stockage de gaz à cycle court; et l'examen de l'hypothèse de nouvelles centrales à gaz flexibles.

Concernant son portefeuille clients, l'objectif prioritaire d'EDF Energy est de se distinguer en tant que fournisseur d'énergie responsable, tout en améliorant sa rentabilité. EDF Energy s'engage à fournir à ses clients une offre alliant la simplicité à un prix juste et un meilleur service. Au sein de l'entreprise, des procédures ont été instaurées pour vérifier que toutes les activités passent avec succès le « Test de confiance » (*Trust test*) mis en place en 2012, véritable gage pour les clients d'obtenir un service adapté. L'amélioration de la rentabilité passe par une gestion maîtrisée des marges, une optimisation des coûts et une transformation des processus clés, ainsi que par le respect des obligations réglementaires telles que les compteurs intelligents et les dispositifs favorisant l'efficacité énergétique. Ces orientations sont soutenues par des investissements dans les ressources humaines et les Systèmes d'Information. L'évolution de la perception d'EDF Energy par les clients s'appuie sur la stratégie de marque *Feel Better Energy* et par l'offre innovante *Blue* qui s'appuie sur la production nucléaire. Cette offre a permis de remporter auprès de Network Rail, gestionnaire du réseau ferroviaire britannique, un contrat d'approvisionnement en électricité d'une durée de dix ans (voir section 6.3.1.4.1 (« Division Approvisionnements en Énergie et Gestion Clients (« ESCS » »)).

Les performances financières futures d'EDF Energy dépendent en grande partie de la rentabilité de ses centrales nucléaires, qui est soumise à l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés de gros et à la disponibilité du parc. EDF Energy se concentre sur l'amélioration du profil de risque de son portefeuille afin de saisir toutes les opportunités de création de valeur générées par ses actifs nucléaires ou thermiques. À ces fins, l'entreprise participe à la création d'un cadre réglementaire adapté et à la définition d'un cadre d'investissement rigoureux.

Afin de mettre en œuvre sa stratégie, EDF Energy doit continuer à se concentrer sur ses objectifs en matière de santé et de sécurité, baptisés « Zero Harm », ainsi que sur le développement et la fidélisation de ses meilleurs profils. D'importants investissements ont été réalisés dans la formation et le développement de carrière des salariés, à tous les niveaux de l'entreprise, notamment grâce à son projet « Campus ». Afin d'assurer la mise en œuvre de son plan d'investissement d'envergure au Royaume-Uni, EDF Energy a l'intention de recruter près de 4 000 personnes hautement qualifiées entre 2013 et 2016; 1 320 personnes ont été recrutées durant l'année 2013.

6.3.1.3 Les résultats opérationnels

En 2013, EDF Energy a fourni 52,7 TWh d'électricité (contre 51,6 TWh en 2012) et 31,5 TWh de gaz (contre 31,1 TWh en 2012) à des clients résidentiels, industriels et commerciaux. Fin 2013, EDF Energy comptait 6,0 millions de comptes clients (contre 5,8 millions en 2012), principalement des clients résidentiels (5,7 millions) et 323 000 clients petites, moyennes et grandes entreprises.

Au 31 décembre 2013, EDF Energy possédait huit centrales nucléaires, trois centrales thermiques, un site de cogénération, ainsi que des actifs terrestres et en mer dans le domaine des énergies renouvelables via EDF Energy Renewables, co-entreprise également détenue par EDF Énergies Nouvelles et filiale à 100 % du groupe EDF. Sur l'année, ces actifs ont produit 85,4¹ TWh d'électricité (contre 83,4 TWh en 2012), soit environ un cinquième de la production électrique du Royaume-Uni.

1. Production excluant les volumes produits lors des essais dans le cadre de la mise en service de West Burton B.

En 2013, EDF Energy a réalisé une très bonne performance en termes de sécurité, avec une baisse d'environ 47 % des accidents déclarés par rapport à 2012. Le taux d'accident cumulé pour les salariés et sous-traitants s'élève à 0,84 accident par million d'heures travaillées.

En 2013, le sondage mené auprès des employés montre leur engagement avec plus de 84 % de participation. Les résultats ont montré le haut niveau d'engagement (78 %), d'accord avec les ambitions de l'entreprise (80 %),

d'implication (79 %) et de loyauté envers EDF Energy (76 %). Ces très bons résultats comprennent également le fait que 82 % des employés sont confiants dans les succès futurs d'EDF Energy, 84 % croient dans les ambitions de l'entreprise. 82 % des employés recommanderaient EDF Energy comme employeur et 90 % des employés travaillent au-delà de ce qui est demandé afin d'aider au succès d'EDF Energy.

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos au 31 décembre 2013 :

	31/12/2013	31/12/2012
Électricité fournie ⁽¹⁾ (en GWh)	52 746	51 595
Gaz fourni (en GWh)	31 468	31 092
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers)	5 710	5 455
Capacité totale (en MW)	14 224	14 150
Nucléaire ⁽²⁾	8 748	8 741
Charbon ⁽³⁾	3 987	3 987
Gaz ⁽⁴⁾	1 333	1 306
Énergies renouvelables ⁽⁵⁾	156	116
Production totale (en TWh)	85,4	83,1
Nucléaire ⁽²⁾	60,5	60,0
Charbon ⁽³⁾	23,1	22,6
Gaz ⁽⁴⁾	1,33	0,3
Énergies renouvelables ⁽⁵⁾	0,47	0,2
Nombre d'employés ⁽⁶⁾	15 162	15 153
Taux d'accidents déclarés ⁽⁷⁾	0,84	1,58

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

(2) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80/20 entre EDF Energy et Centrica.

(3) La capacité du charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ». Puissance nette incluant la biomasse.

(4) Production excluant les volumes produits lors des essais dans le cadre de la mise en service de West Burton B.

(5) En cas de détention de plus de 50 % des actifs, les capacités présentées correspondent à 100 % de la capacité installée et de la production. Production d'énergie renouvelable hors biomasse.

(6) Intègre les salariées en congé maternité.

(7) Taux d'accident : (nombre annuel total des accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins) / nombre d'heures travaillées) x 1 000 000. Ce chiffre inclut les salariés, les intérimaires et le personnel des sous-traitants, et exclut l'entité EDF Energy Renewables.

6.3.1.4 Structure d'EDF Energy

EDF Energy est organisé en trois divisions principales : Approvisionnements en Énergie et Gestion Clients (*Energy Sourcing and Customer Supply*), Production Nucléaire (*Nuclear Generation*) et Nouveau Nucléaire (*Nuclear New Build*).

Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société détenant les actifs de la Division Production Nucléaire. Centrica détenait également une participation de 20 % dans NNB Holding Company Limited, société créée pour prendre en charge les activités de pré-développement du programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de ne pas participer au programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. Cette décision n'a pas de conséquence sur le partenariat entre les deux entreprises dans le nucléaire existant.

Depuis le 1^{er} janvier 2014, les divisions d'EDF Energy sont réorganisées comme suit : Clients, Production et Nouveau Nucléaire. La division Clients

comprend les clients résidentiels et les entreprises, les services énergétiques et les compteurs intelligents. La division Production couvre les activités de production d'électricité à partir du nucléaire, du charbon, du gaz et des sources d'énergies renouvelables. Les raisons sociales des entités demeurent inchangées. Aux fins du présent document de référence, les informations communiquées respectent la structure des divisions telle qu'en 2013.

6.3.1.4.1 Division Approvisionnements en Énergie et Gestion Clients (« ESCS »)

La division ESCS est chargée de maximiser la valeur à long terme du portefeuille de clients résidentiels et d'entreprises, des actifs de stockage de gaz et des actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles et de sources d'énergies renouvelables, ainsi que d'optimiser l'exposition aux variations de prix des marchés de l'énergie, dans le respect de son mandat de risques. Cette division emploie environ 8 000 personnes.

Approvisionnement des clients

EDF Energy réalise ses ventes d'énergie auprès de deux principaux segments de clients : les clients résidentiels, *Business to Customers* (« B2C »), et les clients commerciaux, *Business to Business* (« B2B »), la taille de ces clients allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées. Les stratégies de gestion des risques sont différentes pour chacun de ces deux segments.

Fin décembre 2013, EDF Energy comptait 4 millions de clients et 6 millions de comptes clients sur ces deux segments. Au cours de l'année, EDF Energy a fourni 17,2 TWh d'électricité à 3,6 millions de comptes B2C et à 188 609 comptes PME, ainsi que 35,6 TWh d'électricité à 132 702 comptes B2B grandes entreprises. EDF Energy a également fourni 31,4 TWh de gaz à 2,1 millions de comptes clients B2C en 2013.

B2C

Tarifs

En octobre 2013, quatre des six plus grands fournisseurs d'énergie ont annoncé une hausse de 8 à 10 % de leurs tarifs, évoquant l'augmentation des coûts liés aux programmes environnementaux et sociaux imposés par le gouvernement britannique, ainsi que la hausse des frais de transport et des prix de l'énergie sur les marchés de gros. Ces déclarations ont amené le gouvernement britannique à revoir ses programmes énergétiques, avec pour impératif des tarifs abordables pour les consommateurs. Suite à la promesse du Premier Ministre de baisser les taxes environnementales, EDF Energy a annoncé une hausse des tarifs de 3,9 % en novembre 2013, soit moins de la moitié des hausses appliquées par les autres énergéticiens au Royaume-Uni, en anticipant la baisse des taxes liées au programme ECO (*Energy Company Obligation*, voir ci-dessous). Le 1^{er} décembre 2013, le gouvernement britannique a présenté plusieurs dispositions visant à réduire l'impact sur les factures d'électricité des contraintes environnementales et sociales liées aux lois sur l'énergie. Certains fournisseurs d'énergie ont alors déclaré qu'ils feraient bénéficier leurs clients des économies réalisées grâce à ces dispositions.

Conditions climatiques

Au premier semestre 2013, les températures inférieures aux normales saisonnières ont entraîné une hausse de la consommation d'énergie. En 2013, la hausse totale de la consommation des clients résidentiels d'EDF Energy a été estimée à 3 320 GWh pour le gaz et à 512 GWh pour l'électricité.

Produits

En 2013, EDF Energy a élargi son portefeuille de produits *Blue*. Son offre phare, *Blue + Price Promise*, repose sur une production d'électricité peu émettrice de carbone issue du nucléaire, une promesse de prix innovante, l'absence de frais de résiliation, des récompenses chaque mois (*Thank Yous*) et l'engagement de prévenir le client si la concurrence lance un produit dont le prix est inférieur de 52 livres sterling par an, soit 1 livre par semaine. Fin 2013, 2,1 millions de clients avaient opté pour cette offre.

Les taux de résiliation d'abonnements (différence entre les résiliations et les nouveaux comptes clients) sur le marché B2C du Royaume-Uni sont restés relativement élevés par rapport aux autres pays, même si une tendance à la baisse a été constatée depuis 2008, année record. Fin septembre 2013, au Royaume-Uni, 16,3 millions (63 %) de consommateurs d'électricité B2C et 12,6 millions (59 %) de consommateurs de gaz B2C avaient quitté leur fournisseur d'origine au moment de la libéralisation du marché.

Energy Company Obligation (« ECO »)

L'ECO est un programme d'efficacité énergétique britannique qui, initialement, couvrait la période du 1^{er} janvier 2013 au 31 mars 2015. Sa prolongation jusqu'au 31 mars 2017 vise à réduire l'impact des taxes environnementales (*Green Levies*) sur la facture des consommateurs. L'ECO remplace les programmes CERT (*Carbon Emissions Reduction Target* – objectifs de réduction des émissions de CO₂) et CESP (*Community Energy Saving Programme* – programme d'économies d'énergie). En application du programme ECO, les grands fournisseurs d'énergie sont légalement tenus

de proposer des actions d'efficacité énergétique à leurs clients résidentiels. Ce programme prévoit également un accompagnement supplémentaire pour les clients du secteur résidentiel, notamment à l'égard des groupes de consommateurs en difficulté et des habitats difficiles à équiper. Il complète le *Green Deal*, une initiative gouvernementale conçue pour aider les particuliers à améliorer l'efficacité énergétique de leur logement en leur permettant, au lieu d'avancer les frais induits, de les répercuter sur leur facture énergétique. Les coûts liés aux obligations du programme ECO sont comptabilisés selon la méthode *as delivered* (à livraison). Auparavant, les contraintes similaires étaient comptabilisées de manière linéaire sur la durée du programme.

Évolutions réglementaires

Fin 2012, l'organisme britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz (Ofgem) a publié un rapport détaillé sur le marché B2C de l'énergie (*Retail Market Review* – « RMR »). Ce rapport a pour objectif de permettre aux consommateurs de choisir la meilleure offre disponible sur le marché de l'énergie et de rétablir la confiance dans le marché. Les fournisseurs d'énergie doivent ainsi simplifier leurs offres et améliorer l'information sur les prix, les produits et les économies potentielles, et traiter plus équitablement les clients grâce à un code de conduite qui est désormais systématiquement intégré aux dispositions des licences de fourniture d'énergie. Ces propositions sont conformes aux ambitions propres d'EDF Energy résumées dans la charte d'« Engagements clients ». Le code de conduite vis-à-vis des clients résidentiels a été mis en œuvre en août 2013 ; les autres obligations découlant du rapport RMR seront mises en place en trois étapes, la première ayant été lancée en octobre 2013.

EDF Energy place ses clients au cœur de ses activités, notamment en améliorant le Test de confiance existant. Véritable liste de contrôles pour l'ensemble des activités de l'entreprise, ce dispositif permet de garantir qu'EDF Energy propose à ses clients un service juste, soutenu par des formations, des procédures et des recommandations favorisant l'adhésion des salariés à l'évolution culturelle nécessaire.

Compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques ont pour obligation de déployer le programme du gouvernement d'installation de compteurs intelligents visant 100 % des clients résidentiels et des petites entreprises d'ici à 2020. Ce programme a pour ambition de permettre aux clients de réduire leur consommation d'énergie, de faire baisser les émissions de CO₂ des utilisateurs finals et de dégager des économies pour les fournisseurs grâce à une facturation et à des relevés de compteurs plus efficaces.

Ainsi, EDF Energy devra installer quelque 6,1 millions de compteurs intelligents, ainsi que des plateformes de communication et des dispositifs d'affichage à l'intérieur des habitations, pour l'ensemble de ses clients résidentiels et petites entreprises. EDF Energy a déjà commencé l'installation de compteurs intelligents au travers d'une série d'essais et de projets pilotes visant à tester la technologie des réseaux intelligents avec UK Power Networks, dans le cadre du projet *Low Carbon London*.

B2B

La division B2B est le premier fournisseur d'électricité du marché non résidentiel (petites et moyennes entreprises – « PME ») et industriel et commercial (« I&C ») du Royaume-Uni, délivrant 37,6 TWh et représentant 20 % du marché de l'électricité. Cette division fournit de nombreux clients du secteur industriel et commercial, dont notamment les groupements d'achat du secteur public, les grands comptes multisites, de grands sites industriels et des PME.

En 2013, EDF Energy a signé un contrat emblématique de dix ans portant sur la fourniture de 3,2 TWh d'électricité faiblement carbonnée au réseau ferré britannique Network Rail. Alimenté par EDF Energy, ce réseau transporte trois millions de passagers et des dizaines de milliers de tonnes de fret par jour. La division B2C continue à être bien implantée parmi les grands clients nationaux et multisites, comme l'illustre la reconduction de contrats avec de grandes chaînes de distribution au Royaume-Uni telles que Tesco et Morrisons. Cette année, elle a finalisé avec succès l'intégration d'approvisionnement des 27 000 sites du service public du gouvernement écossais (*Scottish Procurement Services*).

La concurrence sur les secteurs industriels et commerciaux demeure très forte, comme le montrent l'érosion constante des parts de marchés cumulées des grands fournisseurs au profit de nouveaux entrants de plus petite taille et l'influence croissante des négociateurs intermédiaires. Ceci entraîne une pression accrue sur les marges réalisées avec les offres énergétiques proposées aux entreprises. Face à ce phénomène, la division B2C cherche à accroître ses marges dans d'autres activités, comme la fourniture d'une énergie faiblement carbonée (bénéficiant d'exonérations fiscales) et de services d'amélioration de l'efficacité énergétique.

La division B2B continue par ailleurs de concevoir des produits innovants et d'améliorer ses processus et ses systèmes, afin de mieux satisfaire ses clients. Elle investit notamment de façon significative dans la conception d'une plateforme dédiée à un nouveau système intégré de tarification, de facturation et de relève des compteurs pour les activités I&C. La migration de l'ensemble des données clients, actuels et potentiels, sur cette nouvelle plateforme se déroule en plusieurs phases, depuis 2013 et se poursuivra en 2014.

Optimisation et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles s'assurent que les activités sont optimisées et que ses services soient fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes.

Le pôle Optimisation a pour vocation de gérer de façon centralisée les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Le pôle agrège les positions et les risques transmis par les divisions opérationnelles au sein d'un portefeuille dédié et gère également les expositions aux risques de prix et de volume jusqu'à la livraison finale. La stratégie de couverture est conçue de façon à réduire progressivement l'incidence des risques liés aux marchés de l'énergie d'une année sur l'autre, conformément aux recommandations de la politique « Risques marchés » du groupe EDF. Le pôle Optimisation doit également veiller à l'équilibre des positions du portefeuille et à maximiser la valeur sur le marché journalier.

Il assure une interface unique avec les marchés de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de

Approvisionnement énergétique

Production d'énergie thermique et stockage de gaz

Au 31 décembre 2013, l'activité de production d'EDF Energy gérée par ESCS (qui exclut les activités de la Division Production Nucléaire), se décompose comme suit :

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Capacité (en MW)	Production (en TWh) Exercice clos le 31 décembre	
						2013	2012
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	charbon	2 000	11,3	11,0
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	charbon et turbines au gaz à circuit ouvert	1 987	11,8	11,6
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	CCG	1 332	1,3	0,0

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, les centrales de Cottam et de West Burton ont produit 23,1 TWh d'électricité, un haut niveau de production atteint grâce à une bonne disponibilité et à des *dark spreads* élevés. Sur la même période, la centrale CCG de West Burton B a produit 1,3 TWh suite à la mise en service progressive de ses trois unités.

EDF Energy détient également un site de cogénération (énergie et chaleur) d'une capacité de production totale de 1,4 MW, un contrat d'exploitation et de maintenance pour un site de cogénération de 9,0 MW et une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située dans la région de Londres.

contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») et Centrica.

Approvisionnement en électricité

L'énergie produite par le parc nucléaire britannique est vendue par le biais de transactions internes entre la Division Production Nucléaire et ESCS afin de centraliser l'optimisation de l'exposition sur les marchés de gros. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica, conformément aux accords conclus avec cette entreprise. Les 80 % restant sont vendus à ESCS selon les mêmes conditions de prix que celles prévues par l'accord avec Centrica, sur la base des prix de marché publiés, lissés sur les prix de l'électricité à terme lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de contrats d'achat d'énergie principalement avec des producteurs d'électricité renouvelable ou issue de la cogénération. En 2013, ces achats ont représenté environ 4,7 TWh.

La position nette vendeuse d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2013 a été d'environ 23 TWh (incluant les ventes structurées). En 2013, EDF Energy a vendu environ 100 TWh et acheté 77 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO₂

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers), ainsi que de droits d'émissions de CO₂, ont été conclus par EDF Energy afin de couvrir les besoins en combustible de ses centrales thermiques et de ses clients consommateurs de gaz.

Ces achats de charbon et de droits d'émissions de CO₂ se fondent sur les prévisions de production de ses actifs de production charbon et gaz ainsi que sur les objectifs de stocks de charbon. En 2013, en raison des niveaux de production élevés, EDF Energy a acheté l'essentiel du charbon nécessaire pour couvrir ses besoins auprès de fournisseurs internationaux par l'intermédiaire d'EDF Trading.

La division ESCS a également besoin de gaz pour approvisionner son portefeuille de clients résidentiels achetant du gaz ou optant pour une offre mixte, ainsi que pour sa nouvelle centrale CCG West Burton B. Actuellement, ESCS s'approvisionne en gaz sur le marché de gros au travers d'achats à terme effectués par EDF Trading.

Afin de relever les défis commerciaux, techniques, environnementaux et réglementaires inhérents à la législation européenne applicables aux centrales à charbon à compter de 2016, EDF Energy continue d'investir et d'étudier différentes options possibles. L'élaboration de la stratégie tiendra compte de l'issue des prochaines enchères de capacité, des résultats de ses tests de réduction d'émissions et d'autres développements commerciaux relatifs aux réductions d'émissions. Elle indiquera également quelle recommandation issue de la directive européenne relative aux émissions industrielles sera retenue pour les deux centrales concernées avant le 1^{er} janvier 2016.

Par ailleurs, une installation de stockage de gaz à cycle court est en cours de construction à côté de l'installation existante d'EDF Trading de Hole House, dans le Cheshire. La construction de deux cavités d'une capacité totale de 9,6 millions de thermies est terminée. Les opérations commerciales démarreront dès la mise en service de la centrale à gaz associée qui assure l'importation et l'exportation de gaz entre le réseau national de transport et les cavités. Une troisième cavité est maintenant prête en vue d'une mise en service avec cinq autres cavités d'ici 2017.

Énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF Energy Renewables (« EDF ER »), une co-entreprise constituée par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs terrestres et en mer. Par ailleurs, EDF Energy a signé des contrats d'achat d'énergie avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des producteurs indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'atteindre ses quotas réglementaires « RO » (*Renewables Obligations*) et de fournir à ses clients de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Le système des RO a fait l'objet de plusieurs réformes ; notamment, la date de fin d'application prévue initialement en 2027 a été prorogée en avril 2010 à 2037 pour les nouveaux projets.

En 2013, le portefeuille opérationnel des énergies renouvelables a augmenté de 225 MW. Trois nouveaux parcs éoliens terrestres ont été construits, Fallago Rig, Boundary Lane et Glass Moor II, ainsi que le premier parc éolien en mer d'EDF Energy Renewables, Teesside, d'une capacité installée de 62 MW et dont l'exploitation commerciale a commencé en juillet 2013. Fin 2013, EDF Energy Renewables exploitait 25 parcs éoliens d'une capacité totale de 529 MW, situés principalement dans le nord de l'Angleterre et en Écosse.

EDF Energy Renewables compte par ailleurs de nombreux projets en phase de développement et de construction. Parmi ces projets figure le parc éolien terrestre de Burnhead Moss, d'une capacité de 26 MW, dont l'exploitation commerciale devrait commencer au second semestre 2014.

Le 10 décembre 2013, EDF Energy et EDF EN ont annoncé la vente au fonds d'investissement Hermes GPE de 80 % du parc éolien de Fallago Rig. Selon les termes du contrat, EDF ER poursuivra ses activités de gestion d'actifs pour le parc éolien.

Par ailleurs, EDF Energy est aussi impliqué dans deux autres coentreprises dans le domaine de la production d'énergie renouvelable :

- avec Eneco, énergéticien néerlandais, afin de développer un projet de parc éolien en mer situé à l'ouest de l'île de Wight. Baptisé « Navitus Bay », le projet s'inscrit dans le cadre du programme *Round 3 Offshore*, régi par *The Crown Estate*, gestionnaire du portefeuille d'actifs de la Couronne britannique. Il aura une capacité de production pouvant atteindre 1 100 MW. En 2013, les axes prioritaires du projet concernaient l'évaluation de l'impact environnemental, la consultation des parties prenantes locales et la préparation de la demande de permis de construire (*Development Consent Order*), qui devrait être déposée en avril 2014 ;
- avec AMEC, entreprise d'ingénierie en construction, afin de développer un parc éolien d'une capacité de 130 MW près de Stornoway, sur l'île de Lewis en Écosse. Après la signature des accords de raccordement au réseau en mai 2013, la prochaine étape est la validation des conditions préalables au permis de construire.

6.3.1.4.2 Division Production Nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8,7 GW. La Division Production Nucléaire emploie plus de 5 500 personnes.

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (« RAG ») (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) ; la huitième, Sizewell B, étant une centrale à réacteur à eau pressurisée (« REP »). Chacune des centrales RAG a deux réacteurs et deux turbines, le REP comprend quant à lui un réacteur et deux turbines.

Une centrale RAG diffère d'une centrale REP à de nombreux égards. Alors que le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, la centrale REP est le type de réacteur le plus fréquent dans le monde :

- le RAG dispose d'un modérateur au graphite qui permet de contrôler la réaction. Le réacteur est enfermé dans une cuve en acier à doublure en béton précontraint de plusieurs mètres d'épaisseur, qui agit également comme un bouclier biologique. Le générateur de vapeur chauffant l'eau est situé à l'intérieur de la cuve de pression. Le RAG utilise du dioxyde d'uranium enrichi encastré dans une enveloppe d'acier comme combustible et du CO₂ comme fluide caloporteur ;
- le REP est quant à lui contenu dans une cuve à pression en acier remplie d'eau sous pression qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. La cuve du réacteur se situe derrière les boucliers biologiques constitués par les murs en béton, au sein d'un bâtiment de confinement en béton armé revêtu d'acier. Le combustible utilisé est le dioxyde d'uranium enrichi contenu dans des tubes en alliage de zirconium.

Réglementation

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte, notamment pour les domaines relatifs à la sûreté nucléaire (en particulier la construction, l'exploitation et le démantèlement des installations nucléaires ainsi que la protection des travailleurs et du public contre les rayons ionisants), au marché de l'électricité et à l'environnement.

Sûreté

La sûreté constitue la plus grande priorité d'EDF Energy et, parmi toutes les responsabilités assumées, aucune n'est plus importante que la protection du public, de l'environnement et des employés. Une culture de sûreté solidement ancrée constitue un avantage crucial pour atteindre ces objectifs. Dans cette optique, EDF Energy poursuit ses efforts en matière d'entraînement et de formation de ses équipes.

L'importance réelle et potentielle d'incidents nucléaires individuels est classée sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). Les incidents sont classés du niveau 0, c'est-à-dire sans conséquence pour la sûreté nucléaire, au niveau 7, qui correspond à un accident majeur. En 2013, EDF Energy n'a enregistré aucun incident nucléaire classé au-delà du niveau 1 (type « anomalie »). 10 incidents de niveau 1 selon l'échelle INES ont été enregistrés.

Des procédures strictes sont appliquées pour réduire le plus possible et contrôler les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. Tout salarié pénétrant dans une zone radiologique, dont l'accès est contrôlé, reçoit un dosimètre électronique personnel mesurant les doses de radiation et prévenant la personne en cas de dépassement des niveaux de doses prédéterminés.

La dose limite légale de radiation, mesurée en millisieverts (mSv), est de 20 mSv par an. Au cours de l'année civile 2013, la dose individuelle reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy au Royaume-Uni a été de 0,061 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2013 est de 4,6 mSv.

À la suite des événements ayant eu lieu à Fukushima en 2011, l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation* – « ONR ») a réalisé une étude indépendante des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Les conclusions de cette étude spécifiaient que « les centrales nucléaires au Royaume-Uni ne présentent aucune faille majeure ». Ces résultats ont été corroborés par le Programme en réponse au séisme japonais (*Japanese Earthquake Response* – « JER »), qui consistait en une revue interne de l'ensemble du parc de centrales nucléaires démontrant qu'« il n'y a pas de problème de sûreté nucléaire pour des événements restant dans le cadre des spécifications de conception ». Près de trois ans après l'accident survenu au Japon, EDF Energy est toujours engagé dans une démarche de renforcement des capacités de son parc de huit centrales nucléaires pour qu'elles puissent résister à un événement naturel extrême et être remises en service. EDF Energy boucle actuellement les derniers mois de la phase de mise en œuvre des améliorations liées au programme JER, qui devraient, pour l'essentiel,

être achevées d'ici la date du troisième anniversaire de la catastrophe. La solution entièrement intégrée comprend l'amélioration de la résilience sur site, notamment grâce à l'installation de dispositifs renforcés de protection en cas d'inondations, de renforts sismiques et de raccordements pour de nombreux équipements de secours portatifs. Un spécialiste de la gestion sur l'ensemble du cycle de vie a été sollicité pour prendre en charge l'entretien et le déploiement des nouveaux équipements de secours sur trois sites de stockage régionaux. De plus, sur le site de Sizewell B, un nouveau centre d'intervention d'urgence a été mis en place. Il sera opérationnel en 2014.

Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité de la centrale en question à maintenir un dispositif de sûreté conforme aux termes de la licence du site nucléaire d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision prise visant à allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date d'arrêt initialement prévue est fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de processus techniques et de sûreté. L'allongement des

durées d'exploitation nécessite l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») dans le cas où cet allongement se traduirait par une augmentation des coûts d'exécution des obligations de démantèlement, tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement*.

L'adéquation du dispositif de sûreté de chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, en vue de la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après qu'ont été mises en œuvre les mesures appropriées en termes d'inspection, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à l'ONR qui doit donner officiellement son accord, conformément à la licence du site nucléaire, avant que les réacteurs concernés ne puissent être redémarrés. Un réacteur ne peut fonctionner après un redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau dispositif de sûreté. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de 18 mois pour la centrale de type REP.

De plus, un examen périodique de sûreté doit être accompli tous les dix ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par l'ONR pour que l'exploitation de la centrale puisse continuer.

Les durées d'exploitation obtenues des centrales électriques du parc nucléaire existant (telles que formellement enregistrées par la société et approuvées par la NDA) ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant.

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation Obtenue	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté ⁽¹⁾
Hinkley Point B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	35 ans	10 ans	2018	2018
Heysham 1	RAG	Juillet 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Torness	RAG	Mai 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Heysham 2	RAG	Juillet 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Sizewell B	REP	Février 1995	40 ans	–	2 035	2015

(1) Date de réponse prévue de l'ONR.

NB Le tableau ne tient compte que des extensions qui ont été formellement approuvées par la NDA, et de fait n'inclut pas les futures extensions de durée de vie attendues comme décrites ci-dessous.

Les durées d'exploitation retenues des centrales RAG ont été prolongées d'une durée allant de 10 à 22 ans par rapport à leurs durées d'exploitation initiales. Ces prolongations ont été approuvées après les évaluations techniques et financières nécessaires et ont reçu les autorisations externes correspondantes.

EDF Energy a annoncé, en février 2012, son intention de solliciter des extensions de durée d'exploitation pour toutes ses centrales nucléaires, sous réserve du respect de conditions de sûreté et économiques. Sur la base d'un examen technique de la durée d'exploitation potentielle des centrales, achevé en 2011, et sous réserve des révisions et autorisations nécessaires, EDF Energy a déclaré qu'il devrait obtenir la prolongation de l'exploitation de son parc de centrales de type RAG au Royaume-Uni, pour une durée moyenne de sept ans par rapport aux dates prévues de fermeture estimées en janvier 2009. EDF Energy cherche à obtenir ces extensions formellement au plus tard 3 ans avant la date de clôture officielle des centrales. EDF Energy avait déjà annoncé qu'après avoir réalisé les évaluations techniques, de sûreté et financières nécessaires et obtenu les autorisations externes correspondantes, l'exploitation des centrales de Hartlepool et Heysham 1 serait prolongée pour

une durée de cinq ans (jusqu'en 2019) et celle des centrales de Hinkley Point B et Hunterston B pour une durée de sept ans (jusqu'en 2023). Bénéficiant d'une autorisation officielle, ces prolongations d'exploitation s'inscrivent dans le cadre du programme d'extension de durée de vie des centrales nucléaires et figurent dans le tableau ci-dessus.

En outre, à la suite des travaux effectués au cours de l'année 2013, EDF Energy prévoit de réaliser une prolongation de durée de vie supplémentaire de 10 ans pour Dungeness B, lui permettant d'envisager une date de fermeture en 2028. La décision finale est soumise à l'obtention des autorisations nécessaires. Une prolongation de la durée de vie de Dungeness B signifierait que les 8 réacteurs nucléaires existants fonctionneraient au moins jusqu'en 2023, avec 3 des 7 réacteurs RAG fonctionnant jusqu'à environ 2030 et Sizewell B, le réacteur REP demeurant en exploitation jusqu'en 2055. Grâce à cette décision, EDF Energy a revu en décembre 2013 la prolongation attendue de la durée de vie à une moyenne de 8 ans pour le parc RAG, subordonnée aux revues et autorisations finales. Cette moyenne est relative aux dates de fermeture prévues au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

Capacité et production

Le tableau ci-dessous indique les capacités actuelles et la production des deux dernières années de chacune des centrales du parc de production nucléaire.

	Capacité (en MW) ⁽¹⁾	Production ⁽²⁾ (en TWh) Exercice clos le 31 décembre	
		2013	2012
Centrales électriques			
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 040	4,8	4,1
Hartlepool	1 180	7,0	8,8
Heysham 1	1 155	6,9	6,6
Heysham 2	1 220	8,8	9,4
Hinkley Point B	880	7,5	6,3
Hunterston B	890	7,5	6,9
Torness	1 185	9,3	8,6
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,7	9,3
TOTAL	8 748	60,5	60,0
FACTEUR DE CHARGE⁽³⁾		79 %	78 %

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des stations, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1^{er} janvier 2013. Tout particulièrement, les centrales de Hinkley Point B et de Hunterston B ont été ajustées pour refléter la prévision d'exploitation compte tenu d'une charge d'environ 70 % du fait des restrictions relatives à la température de la chaudière.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement en combustible.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité pour la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La production du parc de la Division Production Nucléaire pour l'exercice annuel clos le 31 décembre 2013 s'est élevée à 60,5 TWh, conformément à l'objectif de performance visant à atteindre une production nucléaire supérieure à 55 TWh, et supérieure de 0,5 TWh à la production 2012 (60,0 TWh). Cette hausse reflète essentiellement les pertes liées au ravitaillement en carburant et aux arrêts planifiés en 2013, conjuguées à l'augmentation de la puissance de Hinkley Point B et Hunterston B pendant l'année, partiellement compensées par un nombre d'arrêts fortuits plus élevé en 2013 (notamment lié aux travaux de protection contre les inondations à Dungeness B) et à la perte d'un jour en 2013, 2012 étant une année bissextile.

Au cours de l'année 2013, un plan d'arrêts programmés a été mis en œuvre sur le parc de production nucléaire. Des arrêts réglementaires ont été réalisés sur le réacteur 2 de Hartlepool, sur Sizewell B, sur le réacteur 8 d'Heysham 2 et au 1^{er} janvier 2014 sur le réacteur 1 d'Heysham 1. Ce programme d'arrêts atteste de la priorité accordée aux investissements pour améliorer la fiabilité à long terme et l'exploitation sécurisée du parc de production nucléaire, en ciblant de manière proactive les investissements destinés à assurer la fiabilité des équipements et à réduire les risques de pertes de production à l'avenir.

État des centrales

Dungeness B

La centrale est restée arrêtée de mai à juillet 2013, période pendant laquelle des mesures provisoires ont été mises en œuvre afin d'accroître et améliorer la résistance de la centrale aux inondations. La construction d'un mur permanent de protection contre les inondations autour du site a été achevée début 2014.

Parallèlement, la fiabilité accrue des installations et la résolution de certaines failles de sécurité des installations d'acheminement du combustible dans les réacteurs ont eu un impact positif sur le niveau de combustible utilisé.

Hinkley Point B et Hunterston B

En 2006, suite à la découverte d'un nombre plus important que prévu de fissures dans les tubes de chaudière sur l'un des réacteurs de Hunterston B, les quatre réacteurs de Hinkley Point B et Hunterston B ont tous été mis à l'arrêt afin de procéder aux inspections et réparations nécessaires. En 2007, les quatre réacteurs ont été remis en service, les chaudières fonctionnant à des températures et capacités réduites. Les travaux se sont poursuivis en 2008 et 2009 afin de porter la capacité des quatre réacteurs aux environs de 70 à 75 % de leur précédente capacité.

Les modifications techniques apportées ultérieurement et les ajustements inhérents des paramètres des centrales réalisés en 2012 et 2013, conjugués aux procédures d'autorisations nécessaires, ont permis de porter, en 2013, la capacité des quatre réacteurs à 80 % de leur précédente capacité.

Gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés comme suit :

- **les déchets de faible activité (« FA »)** : la plus haute tranche de cette catégorie désigne « des déchets radioactifs dont la radioactivité ne dépasse pas 4 gigabecquerels par tonne (GBq/t) d'activité alpha ou 12 GBq/t d'activité bêta/gamma ». La décharge de Drigg West Cumbria offre une voie d'évacuation près de la surface pour les déchets de type FA ;
- **les déchets de moyenne activité (« MA »)** : ils sont définis comme des déchets radioactifs dont le niveau d'activité dépasse la limite supérieure de la catégorie de déchets FA, mais pour lesquels la chaleur ne fait pas partie des paramètres de conception des installations de stockage de ces déchets. À l'heure actuelle, aucune voie d'évacuation n'est disponible pour les déchets de type MA au Royaume-Uni ;
- **les déchets de haute activité (« HA »)** : ils sont définis comme des déchets radioactifs dont la chaleur dégagée peut atteindre des températures très élevées du fait du niveau de radioactivité, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets ;
- **les déchets de très haute activité (« THA »)** : il s'agit concrètement de déchets MA et de tous les déchets FA pour lesquels le stockage près de la surface n'est pas approprié.

La stratégie de la Division Production Nucléaire d'EDF Energy concernant les déchets FA et THA est conforme à la volonté du gouvernement britannique d'appliquer la notion de hiérarchie des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). Cette volonté marque une avancée de la part du gouvernement britannique par rapport aux préoccupations passées, qui ne portaient que sur l'évacuation de ces déchets. Elle favorisera également l'utilisation optimale de la décharge de déchets FA de la région de Cumbria. À titre d'exemple, les métaux sont recyclés sur un site dédié situé à Lilyhall (Cumbria), et les sites d'incinération sont de plus en plus utilisés pour les déchets de combustibles comme le recyclage de métaux FA. À l'heure actuelle, il n'existe qu'une seule voie d'évacuation pour les déchets FA au Royaume-Uni.

Les déchets THA sont stockés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites de centrales appartenant à EDF Energy. L'Angleterre et l'Écosse déploient actuellement une solution de stockage à long terme à l'échelle nationale.

Conformément à des dispositifs contractuels historiques, le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de Sellafield en vue d'y être retraité ou entreposé sur le long terme. Des déchets THA générateurs de chaleur proviennent du site de Sellafield à l'issue du retraitement du combustible usé. Ils sont ensuite transformés en blocs de verre pour un entreposage de longue durée sur le site de Sellafield.

Au sein de l'Union européenne et du Royaume-Uni, la position de principe précise que le combustible usé n'est pas considéré comme un déchet tant qu'il peut être retraité. Théoriquement, le retraitement est toujours possible tant que le combustible n'est pas placé dans un site de stockage géologique (« SSG »). Tant qu'il n'est pas entreposé dans un SSG, le combustible n'est donc pas considéré comme un déchet.

Sur le site de la centrale REP de Sizewell B, le combustible usé est entreposé sur site. EDF Energy prévoit de construire une installation de stockage supplémentaire afin de garantir le stockage en toute sécurité du combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. La stratégie approuvée pour la gestion du combustible sur le site de Sizewell B prévoit une installation indépendante d'entreposage du combustible usé, reposant sur le concept d'entreposage à sec. Le combustible usé REP sera entreposé dans un fût métallique fourni par HOLTEC, qui reposera sur une dalle de béton à l'intérieur d'un bâtiment construit spécialement à cet effet. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible usé REP de Sizewell B sera ensuite placé dans l'un des futurs sites de stockage géologique du Royaume-Uni.

Du fait de la nature des activités de la Division Production Nucléaire d'EDF Energy et de ses liens historiques avec le gouvernement britannique, la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») a approuvé la stratégie d'EDF Energy concernant le combustible usé et la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales de la Division Production Nucléaire. Toutefois, des politiques visant à améliorer en permanence et à minimiser les quantités de combustible usé et de déchets ont été mises en œuvre par EDF Energy. Elles découlent des politiques plus générales de l'entreprise relatives à la sûreté, au développement durable et à la protection de l'environnement.

Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy

Des accords ont été initialement conclus le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002, sous l'égide du gouvernement britannique pour stabiliser la situation financière de l'ancien groupe British Energy, ci-après dénommé EDF Energy Nuclear Generation Group.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund* – « NLF »), organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, et dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des combustibles usés à la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group ;

- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de mise hors service éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group, dans la mesure où ils excèdent les actifs du fonds NLF, et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques considérés éligibles pour le combustible usé (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005) ; et
- le groupe EDF assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre-garanties par les principales filiales d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certaines sociétés d'EDF Energy Nuclear Generation Group, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct avec la NDA pour la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et ne supportent aucune responsabilité quant à ces combustibles après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et le groupe EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration en relation avec l'acquisition d'EDF Energy Nuclear Generation Group par Lake Acquisitions. Les avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords de restructuration uniquement à EDF Energy Nuclear Generation Group, ses filiales et entités affiliées. En conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF ni à ses autres filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent l'amélioration de la notation financière d'EDF Energy Nuclear Generation Group obtenue postérieurement à l'acquisition. En particulier, EDF Energy Nuclear Generation Group est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EDF Energy Nuclear Generation Group obtient et maintient une notation du type *investment grade* (de première qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité et une composante d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

6.3.1.4.3 Division Nouveau Nucléaire

Activité de la Division Nouveau Nucléaire

EDF Energy prévoit de construire jusqu'à quatre nouveaux réacteurs nucléaires EPR (*European Pressurised water Reactor*) au Royaume-Uni : deux réacteurs à Hinkley Point et éventuellement deux autres à Sizewell. Ce programme est subordonné à l'obtention des autorisations nécessaires et à la mise en place d'un cadre d'investissement solide.

La sûreté est un point essentiel pour la conception de l'EPR et pour la division Nouveau Nucléaire. La même technologie EPR est déjà en phase de déploiement aux nouvelles centrales nucléaires en cours de construction à Flamanville, en France, par EDF et à Taishan, en Chine, dans le cadre d'une co-entreprise (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). L'utilisation de cette même technologie, qui sera adaptée aux exigences du Royaume-Uni, permettra de profiter des avantages, en termes d'efficacité, qu'offre la standardisation de la conception au niveau de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales.

Hinkley Point C

État d'avancement de la planification et des autorisations

Avant qu'un permis RSR (*Radioactive Substances Regulation*) ne soit accordé pour tout nouveau projet de centrale nucléaire, l'article 37 du traité Euratom exige que le gouvernement britannique soumette à la Commission européenne une étude permettant d'établir si le projet peut conduire à une possible contamination radioactive d'un autre pays membre. L'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») ne peut pas délivrer un permis RSR avant que la Commission ne donne son opinion. Dans le cas d'Hinkley Point C (« HPC »), à la suite des soumissions concernant l'article 37 par le gouvernement britannique, la Commission a rendu ses avis en février et mai 2012. La consultation publique au sujet des décisions préliminaires a pris fin le 9 novembre 2012 et, suivant les résultats de la consultation, les trois permis opérationnels ont été délivrés officiellement le 13 mars 2013.

Le 19 mars 2013, après étude de la demande pour HPC pendant six mois et la période d'examen consécutive, le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique a approuvé le permis de construire (*Development Consent Order* – « DCO ») pour le projet, permettant à EDF Energy d'implanter une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point C.

L'obtention du permis de construire pour HPC oblige EDF Energy à se soumettre à de nombreuses obligations et à fournir des informations complémentaires, comme demandé par le DCO lui-même, afin de bénéficier de l'approbation ultérieure des autorités locales d'aménagement (*discharging*). À ce jour, EDF Energy s'est acquitté de 39 obligations préalables au lancement des travaux de terrassement et des développements associés, 27 d'entre elles étant liées aux 72 obligations préalables spécifiées dans le DCO, et 12 étant liées aux travaux de préparation du site. Ces obligations concernent pour l'essentiel l'écologie, l'aménagement du paysage et l'archéologie pour les sites de développement associés.

À la suite à la signature en 2012, avec les autorités locales, des obligations en termes d'aménagement (« accords de la section 106 »), juridiquement contraignants, qui prévoyaient le versement d'environ 92 millions de livres sterling aux communautés locales, EDF Energy a déjà apporté 9 millions de livres sterling afin de contribuer à limiter l'impact de la construction de la centrale HPC. La majeure partie de ces fonds a été distribuée aux autorités locales afin de financer des emplois dans la fonction publique locale, des initiatives en termes de sécurité pour la communauté, le tourisme, l'aménagement des paysages et l'écologie, l'archéologie et le développement économique. Le reste des fonds a été consacré au financement de formations professionnelles.

Accord de principe sur les termes commerciaux du contrat d'investissement

Le 21 octobre 2013, la division Nouveau Nucléaire et le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique sont parvenus à un accord sur les éléments fondamentaux (*Heads of terms*) du contrat d'investissement pour la centrale HPC. Les principaux termes du contrat pour différence (« CfD ») d'HPC ont fait l'objet d'un accord de principe, véritable étape clé pour le projet.

En vertu de cet accord, la centrale HPC bénéficiera d'un contrat d'investissement applicable à compter de la mise en service de la centrale. Si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur à un prix d'exercice fixé par les termes du contrat (« Strike price »), le producteur recevra un versement complémentaire. Si le prix de référence dépasse le prix d'exercice, le producteur devra rembourser la différence.

Le groupe EDF projette de construire deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site de la centrale HPC, dans le Somerset. Il prépare également le développement de deux réacteurs EPR à Sizewell C (« SZC »), dans le Suffolk. L'utilisation des mêmes principes de conception pour la construction de plusieurs centrales successives permet de bénéficier d'un effet de série du fait de la mise en commun de la conception, de la chaîne d'approvisionnement et des travaux d'ingénierie.

Le prix d'exercice est fixé à :

- 92,50 £/MWh pour le projet HPC si aucune décision d'investissement n'est prise pour le projet SZC ;
- 89,50 £/MWh si une décision d'investissement est prise pour le projet SZC. Dans ce cas, le projet SZC reversera au projet HPC l'équivalent de 3 £/MWh, du fait de l'effet de série dont bénéficiera SZC.

Le mécanisme de paiement financé par le projet SZC vise à garantir que la réalisation du projet SZC n'aura aucun impact sur les résultats économiques d'HPC. De plus, si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles profiteront aux consommateurs sous la forme d'une baisse du prix d'exercice.

Selon les prévisions du Département de l'Énergie et du Changement climatique (*Department of Energy and Climate Change* – « DECC »), l'électricité produite par le site HPC sera compétitive par rapport aux futurs coûts de production à partir de gaz, ainsi que par rapport aux sources d'énergie faiblement carbonées. Les estimations tablent sur une baisse des factures d'électricité, grâce au programme britannique de développement du nouveau nucléaire.

Les dispositions complètes et détaillées du contrat d'investissement restent à développer et à convenir dans leur intégralité. Elles sont prévues pour 2014. Parallèlement à l'autorisation du contrat d'investissement complet pour HPC, le projet de loi sur l'énergie a reçu l'approbation du Parlement le 18 décembre 2013.

Coût du projet

Comme annoncé le 21 octobre 2013, le coût de construction de deux réacteurs nucléaires à Hinkley Point, devrait être de 14 milliards £₂₀₁₂. Les coûts de développement du projet s'élèvent à 2 milliards £. Ces coûts incluent l'achat de terrains, l'obtention des différentes autorisations, la construction de l'installation de stockage du fuel, ainsi que la constitution et la préparation de l'équipe de 900 personnes qui travaillera sur la centrale. De fait, les coûts totaux pour la mise en service seront estimés à environ 16 milliards £₂₀₁₂.

L'estimation des coûts totaux a été sujette à une revue interne minutieuse, ainsi qu'à une vérification détaillée des coûts avec le DECC et a fait partie intégrante de la procédure d'accord sur le prix pour HPC.

Cette estimation de coût inclut les détails des quatre principaux contrats (voir ci-dessous), ces derniers formant la majorité des coûts de construction.

Financements et partenariats

Le 21 octobre 2013, la division Nouveau Nucléaire a confirmé que le projet HPC était désormais préqualifié dans le cadre du dispositif gouvernemental de garantie des infrastructures, sous réserve de l'approbation des termes et conditions du contrat.

Un accord de principe portant sur le périmètre du dispositif gouvernemental de garantie et sur les principales conditions du contrat d'investissement permet au groupe EDF de poursuivre la sécurisation de partenaires pour le financement du projet. Le financement devrait être réparti comme suit :

- groupe EDF : 45-50 % ;
- AREVA : 10 % ;
- China General Nuclear Corporation (CGN) et China National Nuclear Corporation (CNNC) : entre 30 et 40 % ;
- des discussions sont également en cours avec un petit nombre de tiers intéressés, dont la part totale pourrait représenter jusqu'à 15 %.

Pleinement associée à la construction de l'ensemble des projets d'EPR en cours, AREVA apportera son expertise et partagera son expérience acquise au fil de ces projets pour les mettre en œuvre au Royaume-Uni.

Le groupe EDF est un partenaire industriel des sociétés chinoises CGN et CNNC depuis trente ans, notamment dans la co-entreprise avec CGN pour la construction de deux réacteurs EPR à Taishan. Le Royaume-Uni bénéficiera de ces collaborations de longue date et des vastes compétences éprouvées de CGN et CNNC dans la construction et l'exploitation de centrales nucléaires.

En application de la réglementation nucléaire britannique, tous les constructeurs et exploitants de centrales nucléaires doivent prouver qu'ils agissent dans l'intérêt du Royaume-Uni et qu'ils respectent rigoureusement les exigences de conformité en termes de sécurité et de sûreté.

Grâce à ce partenariat, CGN et CNNC auront l'opportunité de gagner en expérience au Royaume-Uni, servant ainsi leur objectif à long terme de se positionner comme des constructeurs nucléaires dans ce pays, en partenariat avec le groupe EDF et en conformité totale avec les exigences réglementaires britanniques.

Le risque lié au respect des conditions de budget et de calendrier dans le cadre de la construction de la centrale nucléaire sera partagé entre le groupe EDF et ses partenaires.

Aide d'État

La décision finale d'investissement dans HPC sera prise par le Groupe uniquement lorsque ce dernier aura obtenu un accord sur l'intégralité des clauses du contrat d'investissement avec le gouvernement britannique, finalisé l'accord sur la Garantie d'infrastructure avec le gouvernement britannique, finalisé les accords avec les partenaires investisseurs, ainsi que lorsque la Commission européenne aura autorisé les mesures notifiées par le gouvernement britannique au titre des règles sur les aides d'État. Le contrat d'investissement pour Hinkley Point C sera le premier exemple d'un nouveau type de contrat permettant de réaliser les investissements nécessaires pour le développement des énergies faiblement carbonées à un prix compétitif pour les consommateurs, et de fait faisant partie des réformes d'ampleur du marché britannique.

Programme de financement de la déconstruction des centrales

Dans le cadre de l'*Energy Act 2008*, les exploitants de nouvelles centrales nucléaires ont l'obligation d'avoir mis en place un programme de financement pour la déconstruction (*Funded Decommissioning Programme* – « FDP ») approuvé par le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique et ce, avant que la partie de la construction liée à la sûreté nucléaire ait démarré. L'objectif premier du FDP est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de déconstruction de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, ainsi que des coûts de stockage définitif, le but étant de se prémunir face au risque d'avoir recours à un financement public.

Une version préliminaire du FDP a été déposée en mars 2012 au Secrétariat d'État à l'Énergie et au Changement climatique (« DECC »). Par la suite, une série de discussions avec le DECC et ses conseillers, comprenant le *Nuclear Liabilities Financing Assurance Board* (« NLFAB ») ont eu lieu. EDF Energy et le DECC ont travaillé sur une étude globale et un programme de discussions. Ils se sont mis d'accord sur les dispositions générales d'un programme de financement pour la déconstruction de la centrale d'Hinkley Point C. En soutien de cette procédure, EDF Energy a reçu une lettre du directeur de l'Office du développement nucléaire au sein du DECC confirmant que le DECC et la division Nouveau Nucléaire avaient conclu un accord de principe concernant le FDP. Les discussions finales sur les dispositions détaillées du programme de financement de la déconstruction sont programmées pour aboutir en même temps que ceux pour le programme lié au contrat pour différence, et avant la décision finale d'investissement concernant HPC.

Évaluation du prototype standard (Generic Design Assessment – « GDA ») de l'EPR britannique

Le 13 décembre 2012, la Direction britannique de la santé et de la sécurité (*Health & Safety Executive* – « HSE ») a émis une confirmation d'acceptation de la conception (*Design Acceptance Confirmation* – « DAC »), et l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») a émis une déclaration d'acceptabilité de la conception (*Statement of Design Acceptability* – « SODA ») reconnaissant la conformité de la conception de l'EPR britannique aux exigences pour la conception, la construction, l'exploitation et le démantèlement d'une centrale nucléaire au Royaume-Uni. Ceci a marqué la fin du processus d'évaluation du prototype standard, entamé en 2007.

Ce processus d'évaluation du prototype standard a donné lieu à un certain nombre de conclusions. Ces conclusions sont identifiées en tant que conclusions soulevées par les autorités réglementaires durant le GDA, mais ne sont pas considérées comme critiques pour la sûreté pour décider du lancement de la construction de l'îlot nucléaire. Il incombe à la division Nouveau Nucléaire d'apporter une solution à chacune des conclusions du GDA, qui resteront soumises aux procédures normales de supervision réglementaire.

Licence de sites nucléaires

Depuis l'octroi d'une licence de sites nucléaires (*Nuclear Site Licence* – « NSL ») le 26 novembre 2012, la division Nouveau Nucléaire continue de renforcer les dispositifs et les ressources visant à garantir la conformité avec la NSL.

Les échanges nourris et positifs avec les autorités de réglementation se poursuivent.

Pour la suite, d'autres dispositions devront être prises pour conserver la licence, notamment concernant la mise en service et l'exploitation. La feuille de route de la NSL prévoit de développer ces dispositions tout au long du cycle de vie du projet HPC.

Tandis qu'EDF Energy prépare actuellement la demande de licence pour le site de Sizewell C, les schémas directeurs et les estimations budgétaires liés à cette procédure ont déjà été définis.

Principaux contrats de construction

Nommé en 2012, le sous-traitant retenu pour le contrat permettant le début de terrassement finalise la phase de conception. Il est prêt pour le démarrage des activités de construction.

Les fournisseurs ont également été sélectionnés pour les quatre principaux contrats de construction, à savoir le contrat des travaux de génie civil (*Main Civil Works*), le contrat du groupe turbo-alternateur (*Turbine/Generator*), le contrat de travaux maritimes (*Marine Works*), et le contrat sur la chaudière nucléaire (*Nuclear Steam Supply System* – « NSSS ») et le contrôle commande (*Instrumentation & Controls* – « I&C »).

Les documents contractuels sont actuellement en cours de finalisation et prêts à être signés en cas de décision finale d'investissement (« FID »). Un certain nombre de ces entrepreneurs sélectionnés participe aux travaux préparatoires (*Early Contractor Involvement* – « ECI »), permettant d'aider les équipes d'ingénierie et de planification de HPC à sécuriser le projet et le calendrier de construction. Les négociations se poursuivent sur d'autres contrats sur le chemin critique, portant notamment sur les travaux préparatoires connexes tels que les travaux routiers, les contournements, les équipements logistiques et d'hébergement des travailleurs, ainsi que sur les principaux contrats de fourniture et d'installations d'équipements électriques et mécaniques pour le site principal.

Achat des terrains

L'acquisition de terrains est conforme au planning et reflète les choix de sites lors du processus engagé avec le *Planning Inspectorate* (« PINS »), agence du Département des communautés et du gouvernement local.

Trois contrats de location pour une durée de 999 années des terrains nécessaires pour le site principal de construction de HPC ont été conclus en 2012 à l'issue de négociations avec les parties prenantes concernées. L'un de ces contrats est aujourd'hui effectif. C'est l'une des conditions requises pour l'obtention de la NSL. La disponibilité de la majeure partie du terrain nécessaire aux développements connexes indispensables pendant la phase de construction a été garantie fin 2012, le reste en 2013. La plupart de ces garanties ont été verrouillées par le biais de contrat d'option. EDF Energy n'est donc pas encore propriétaire du terrain, mais dispose du droit d'en faire l'acquisition ou de le louer dès que le terrain devient indispensable à la bonne exécution du projet. Par l'obtention du permis de construire, EDF Energy dispose également du droit d'expropriation, à savoir des pouvoirs légaux lui permettant d'acquérir certaines parcelles référencées dans la demande de permis si l'un des propriétaires restants refuse de vendre son

terrain. EDF Energy est ainsi assuré de pouvoir acquérir le terrain nécessaire à la réalisation de ce projet. Les négociations de contrats portant sur certains droits maritimes sont toujours en cours.

Activités liées au site d'Hinkley Point C

Début 2013, le rapport final concernant les travaux de dépollution réalisés a été approuvé par le conseil du West Somerset.

Au cours de l'année 2013, la construction de l'enceinte du site, incluant un système de détection, et l'installation du système révisé du contrôle des accès, afin de répondre aux exigences de l'ONR et aux conditions de la licence, ont été terminées.

Les travaux de génie civil de la sous-station 11 kV ont été achevés pendant les travaux préparatoires sur site en juin. Cette sous-station de 11 kV fournira au site, de façon temporaire, l'électricité nécessaire aux travaux de construction.

Dans le cadre des engagements avec les autorités du West Somerset, le système de gestion des livraisons (*Delivery Management system* – « DMS ») destiné à contrôler le nombre de poids lourds a été mis en place. Il comprend des caméras de reconnaissance des plaques minéralogiques, un logiciel web et les formations correspondantes pour le personnel.

L'entrepreneur en travaux de terrassement a réalisé plusieurs forages de puits d'essai et plusieurs tests de remblayage afin de s'assurer que les matériaux excavés du site seront suffisants et qu'aucune livraison supplémentaire de matériaux ne sera nécessaire sur le site. L'objectif de ces études est de veiller à réduire le nombre de trajets de poids lourds pour la réalisation du projet, conformément aux engagements en matière de développement durable. De même, afin que les obligations en matière de conception de la jetée soient respectées, un certain nombre de forages – sur terre et en mer – ont été réalisés.

Sizewell C

Le développement du projet de Sizewell C se poursuit à un rythme satisfaisant. Les lignes directrices et les options initiales ont été formellement soumises aux organismes publics et réglementaires pour consultation entre le 21 novembre 2012 et le 6 février 2013. Depuis, les travaux de conception générale et les études environnementales se poursuivent, s'appuyant sur une série d'ateliers menés conjointement avec les autorités locales et les organismes de protection de l'environnement.

6.3.1.4.4 Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR »)

L'acquisition de British Energy a été soumise à certaines conditions, conformément au règlement européen sur les concentrations. Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a en effet approuvé l'acquisition sous réserve de certains engagements de la part d'EDF, et plus précisément de : (i) la cession de la centrale au gaz de Sutton Bridge, détenue par EDF Energy ; (ii) la cession de la centrale au charbon d'Eggborough, détenue par British Energy ; (iii) la vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012-2015 ; (iv) la cession, sans conditions, d'un site potentiellement adapté à la construction et l'exploitation de nouvelles installations nucléaires, adjacents aux centrales existantes appartenant à British Energy, soit à Heysham, soit à Dungeness, le choix étant laissé à l'acquéreur potentiel, et (v) l'abandon de l'un des trois accords combinés de connexion au réseau du Groupe à Hinkley Point. Les engagements correspondants aux points (i), (ii), (iv) et (v) ont été satisfaits. Dans le cadre du point (iii), EDF Energy a engagé la vente de volumes d'électricité sur le marché de gros britannique pour la période 2012-2015. Ces ventes font l'objet d'un suivi régulier par la Commission européenne.

Suite à l'approbation de l'acquéreur par la Commission européenne, la cession de Sutton bridge a été finalisée le 27 mars 2013, et le droit sur la capacité virtuelle a également pris fin.

6.3.1.4.5 Cadre juridique au Royaume-Uni

Réforme du marché de l'électricité

Le projet de loi sur l'énergie a été présenté à la Chambre des communes le 29 novembre 2012 par le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique. À la suite de son examen par le parlement britannique, le projet de loi a reçu la sanction royale et a été promulgué le 18 décembre 2013.

La loi sur l'énergie vise à définir un cadre législatif pour un approvisionnement en énergie qui soit à la fois sûr, abordable et à faible émission de carbone. Elle met en œuvre les propositions relatives à la réforme du marché de l'électricité exposées dans le Livre blanc du Gouvernement publié en juillet 2011, à savoir :

- contrats pour différence : contrats à long terme entre une contrepartie centrale et des producteurs éligibles, financés par les contributions de fournisseurs d'électricité agréés, visant à créer des incitations stables et prévisibles pour que les entreprises investissent dans la production d'électricité à faible émission de carbone ;
- contrats d'investissement : contrats à long terme comparables aux CfD, permettant un investissement avant même l'entrée en vigueur du régime des CfD ;
- marché des capacités : pour garantir une capacité de production suffisante à maintenir la sécurité de l'approvisionnement en électricité ;
- norme de performances en termes d'émissions : pour limiter les émissions de CO₂ des nouvelles centrales électriques à combustible fossile.

Le Gouvernement a également identifié deux domaines qui devraient nécessiter de nouvelles mesures et a établi des pouvoirs d'intervention au sein de la loi sur l'énergie :

- premièrement, même s'il reconnaît l'amélioration de la liquidité à court terme, le Gouvernement pense qu'il pourrait être nécessaire d'introduire une réglementation pour promouvoir la liquidité en général ;
- deuxièmement, le projet de loi donne au Secrétaire d'État le pouvoir d'introduire des changements pour promouvoir la disponibilité de contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreements* – « PPA »).

Le prix plancher du carbone est également un composant clé des mesures EMR prises par le Gouvernement, et a été introduit dans la loi de finances 2011.

Le « tarif de soutien du prix du carbone » sur lequel repose le prix plancher du carbone est toujours fixé deux ans à l'avance, et des tarifs indicatifs sont publiés pour deux années supplémentaires. Le tarif de soutien du prix du carbone pour 2015 et 2016 a donc été déterminé lors du budget 2013, le 20 mars 2013, de même que les tarifs indicatifs pour 2016-2017 et 2017-2018.

La loi sur l'énergie apportera la stabilité juridique nécessaire pour la mise en place de CfD solides et durables, avec une contrepartie unique détenue par l'État pour assurer l'intérêt durable des consommateurs, ainsi que des garanties à long terme pour les investisseurs. EDF Energy accueille favorablement la confirmation de la mise en place d'un marché de capacités, avec une première enchère prévue pour 2014, qui devrait contribuer à maintenir la sécurité de l'approvisionnement.

Le 10 octobre 2013, le DECC a soumis à consultation des propositions détaillées pour la mise en œuvre du projet de réforme du marché de l'électricité. L'avant-projet d'une législation secondaire, couvrant les CfD et le marché des capacités, a également été joint au dossier de consultation. La consultation s'est achevée le 24 décembre 2013. Le Gouvernement britannique va étudier les réponses reçues de la part des parties prenantes et prévoit de rédiger la version finale de la législation secondaire, puis de la soumettre au Parlement à la fin du printemps 2014. La loi devrait entrer en vigueur au cours de l'été 2014.

La mise en œuvre de la réforme du marché de l'électricité est soumise à une autorisation en tant qu'aide d'État. Le gouvernement britannique collabore avec la Commission européenne pour l'obtention de cette approbation.

6.3.2 Italie

6.3.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

Les marchés italiens de l'énergie présentent un intérêt stratégique fort pour EDF : le marché italien du gaz est le troisième marché de l'Union européenne, et le marché de l'électricité, quatrième marché européen, est un marché connexe au marché français et qui jusqu'à présent bénéficie structurellement d'un niveau moyen de prix élevé.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, dont EDF a pris le contrôle exclusif en mai 2012, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison en termes de gestion de son parc de production électrique et de développement de son portefeuille clients et de ses activités gazières.

La prise de contrôle exclusif d'Edison a permis à EDF de se doter d'un acteur majeur dans l'électricité en Italie et d'une véritable plateforme gazière internationale. EDF entend doter Edison de nouvelles perspectives, avec :

- le développement dans l'exploration-production (pétrole et gaz) grâce aux compétences reconnues d'Edison ;
- le développement des infrastructures gaz : terminal GNL (Rovigo) et projets de gazoducs d'importation (ITGI/GB, Galsi) complémentaires aux projets du Groupe (*South Stream*, terminal méthanier de Dunkerque) avec l'objectif de constituer à partir de l'Italie un potentiel *hub* gazier pour l'Europe ;

- le développement international dans le bassin méditerranéen (Balkans, Grèce, Turquie, etc.) et la région de la mer Caspienne, notamment grâce à l'expertise de l'ingénierie d'Edison sur les filières de la production thermique à flamme et de l'hydraulique.

6.3.2.2 Présentation de l'activité du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2013, le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,405 %¹ du capital d'Edison, acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz et marque italienne réputée.

En 2012, Edison a été retiré de la cote, mais les actions d'épargne restent cotées sur la bourse italienne.

Par ailleurs, au 31 décembre 2013, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes :

- EDF Fenice : le Groupe détient 100 % du capital de la société EDF Fenice, spécialisée dans les services environnementaux et l'efficacité énergétique. EDF Fenice, dont le siège est à Turin, a une présence internationale avec des filiales en Espagne, en Pologne et en Russie. Ses activités principales sont la production d'électricité ou de chaleur (à base de gaz, de charbon, d'hydraulique, de biomasse ou de déchets), la conduite et la maintenance d'actifs énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides et l'ingénierie environnementale (voir section 6.3.2.4 (« EDF Fenice »)) ;
- Dalkia International (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)) et EDF Énergies Nouvelles détiennent également des filiales et participations en Italie.

Capacité installée et production 2013 pour Edison et Fenice

Électricité

Le tableau ci-dessous présente les capacités installées et les productions d'Edison et Fenice en 2013, y compris leurs activités à l'étranger :

Capacité installée 2013 (en MW)	Edison	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	5 812	468	6 280	77
Hydraulique	1 358	2	1 360	17
Autres renouvelables	490	-	490	6
TOTAL	7 660	470	8 130	100

Production 2013 (en GWh)	Edison	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	14 841	1 168	16 009	75
Hydraulique	4 338	5	4 343	21
Autres renouvelables	876	-	876	4
TOTAL	20 055	1 173	21 228	100

En Italie, en 2013, la production électrique nette du groupe EDF s'est élevée à 19,7 TWh², ce qui représente environ 7,1 % de la production nette italienne d'électricité, et l'activité de gaz a porté sur 15,7 milliards de mètres cubes, soit 22,5 % de la demande italienne de gaz (pour 15,8 milliards de mètres cubes en 2012, soit 21,3 % de la demande italienne).

1. Le reste du capital est partagé en actions d'épargne, qui ne confèrent pas de droit de vote, et en actions ordinaires désormais non cotées.

2. Hors données EDF Énergies Nouvelles et Dalkia en Italie.

Gaz et hydrocarbures

	2013	2012
Production d'hydrocarbures		
Gaz en Italie (en millions de mètres cubes)	410	611
Gaz à l'étranger (en millions de mètres cubes)	1 799	1 906
Huile en Italie (en milliers de barils)	1 940	1 809
Huile à l'étranger (en milliers de barils)	1 640	1 737

Les activités de production d'hydrocarbures du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger sont en baisse par rapport à 2012, atteignant un niveau de 2,2 milliards de mètres cubes pour la production de gaz (- 12,2 % par rapport à 2012).

La production d'huile se confirme stable sur 2013 avec 3,58 millions de barils, dont 1,94 million en Italie.

6.3.2.3 Edison

6.3.2.3.1 Activités dans le secteur de la production électrique

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2013 à 7,7 GW pour une production nette d'électricité de 20,1 TWh sur l'année 2013, dont 1,3 TWh à l'étranger, en baisse par rapport à 2012 principalement en raison de la réduction de la production thermoélectrique du fait de la baisse de la demande électrique en Italie. Le parc de production actuel d'Edison est composé de 47 centrales hydroélectriques, 22 centrales thermiques, 32 parcs éoliens, 9 centrales photovoltaïques et une centrale à biomasse. La production d'électricité est issue pour 74 % des cycles combinés gaz (« CCG »), 22 % de l'hydraulique, 4 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 358 MW d'installations hydrauliques avec une production de 4,3 GWh (+ 11,8 % par rapport à 2012) qui représente environ 21,6 % de l'énergie électrique produite par Edison.

Au travers de la société EDENS (filiale à 100 % d'Edison), Edison est présent sur le marché des énergies renouvelables avec une capacité installée de 13 MW en photovoltaïque et de 471 MW en éolien.

Par ailleurs, en dehors du groupe Edison, EDF Énergies Nouvelles est présent en Italie (voir sections 6.3.2.5 (« Autres activités du Groupe en Italie ») et 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

Sur le plan international, Edison a une présence bien établie en Grèce, où il est le deuxième opérateur d'électricité du pays au travers d'ElpEdison, une joint venture à 50 % avec Hellenic Petroleum. ElpEdison détient deux CCG : celui de Thessalonique (389 MW) et celui de Thisvi (410 MW), construit par Edison.

Au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, exploite un CCG de 226 MW.

6.3.2.3.2 Activités dans le secteur des hydrocarbures

Avec la prise de contrôle d'Edison, le groupe EDF peut bénéficier, pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne de valeur, allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie sur des contrats de long terme et se compose pour 2013 d'environ 15,6 milliards de mètres cubes achetés (dont environ 12,5 milliards de mètres cubes via gazoduc et GNL) et plus de 0,41 milliard de mètres cubes de production propre en Italie. Les variations de stocks et les pertes réseau représentent 0,34 milliard de mètres cubes.

En 2013, en Italie, Edison a livré 2,7 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,74 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel et 6,6 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique, en incluant les besoins propres d'Edison.

Dès 2010, en raison de la situation difficile du marché du gaz, Edison, comme tous les acteurs du secteur, a demandé à ses fournisseurs des ajustements de ses conditions contractuelles. Dans ce cadre, l'arbitrage Sonatrach a été lancé en août 2011. Le 23 avril 2013, la Cour d'arbitrage de la Chambre internationale de commerce a délibéré en faveur d'Edison en admettant la demande de révision du contrat gaz long terme signé avec Sonatrach. En juillet 2013, Edison a également conclu un accord avec Sonatrach dans le cadre de la deuxième phase de la renégociation.

Par ailleurs, en juillet 2013, Edison a signé un nouvel accord pour la renégociation du contrat d'approvisionnement gaz long terme avec le Qatar.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2013, Edison dispose de 58 concessions et permis d'exploration en Italie et 53 à l'étranger, et dispose d'environ 50,4 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable 10 ans.

Edison poursuit son activité d'exploration en Italie et à l'étranger, notamment en Norvège où il est actif depuis 2007. Actuellement, Edison détient des licences en mer du Nord, en mer de Norvège et en mer de Barents. Au 31 décembre 2013, le portefeuille est composé de 20 licences (7 ont été octroyées à Edison en 2013), dont 4 comme opérateur. De plus, en octobre 2013, Edison a acheté EDF Production UK, société engagée dans l'exploration et la production en mer du Nord.

Les infrastructures gaz

Edison détient une participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le terminal *off-shore* de regazéification de Rovigo (8 Gm³/an). Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari. Les autres actionnaires sont ExxonMobil Italiana Gas (70,7 %) et Qatar Terminal Company Limited (22 %).

Edison, selon les termes du contrat signé avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II), dispose de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 Gm³/an.

Edison participe à deux projets d'infrastructures d'importation de gaz : Galsi (à hauteur de 20,8 %), gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne (capacité annuelle de 8 milliards de mètres cubes) et ITGI, Interconnexion Turquie-Grèce-Italie (capacité annuelle de 10 milliards de mètres cubes), gazoduc destiné à permettre le transit de gaz provenant notamment des pays de la mer Caspienne et du Moyen-Orient via la Turquie, la Grèce et l'Italie. Edison a pris part également dans le projet de gazoduc IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) qui relierait la Grèce et la Bulgarie.

6.3.2.3.3 Structure des ventes et commercialisation

En 2013, Edison a vendu 45,0 TWh d'électricité en Italie. Avec les volumes CIP6, des ventes captives et les effets d'enchères, ce chiffre est porté à 56,3 TWh (+ 10,3 % par rapport à 2012), dont 18,7 TWh produits et 37,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 19,1 TWh, en hausse de 5,8 % par rapport à 2012. À fin 2013, Edison dessert environ 815 000 clients électricité et environ 596 000 clients gaz, tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison poursuit le développement significatif de ses ventes d'électricité et de gaz aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises. Le développement d'un portefeuille de clients finaux s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont/aval de ses positions.

6.3.2.3.4 Activités régulées en Italie

Transport et stockage de gaz

Edison possède à 100 % Edison Stoccaggio, société dédiée aux activités régulées de stockage et de transport de gaz.

Par ailleurs, la société propose des services de stockage à travers les concessions de Cellino et Collalto, situées respectivement dans les Abruzzes et en Vénétie. Au mois de juin 2013, la nouvelle concession de San Potito-Cotignola située en province de Ravenna a été mise en service.

De plus, Infrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG), détenue à 100 % par Edison, est propriétaire et gère directement le gazoduc Cavarzere Minerbio, lien fonctionnel entre le terminal de Rovigo et le réseau national, d'une capacité de transport supérieure à 9 milliards de mètres cubes par an.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz (« AEEG »), qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité et les règles d'accès aux réseaux.

Edison DG (Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. Edison DG distribue chaque année environ 280 millions de mètres cubes de gaz naturel à environ 150 000 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

6.3.2.4 EDF Fenice

Dans le domaine des Services énergétiques, le Groupe intervient en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie au travers de la société italienne EDF Fenice, détenue à 100 % par EDF et historiquement liées aux sites industriels du groupe Fiat, auprès duquel le groupe EDF a acquis sa participation dans cette société.

EDF Fenice intervient dans le domaine de l'efficacité énergétique et de la gestion externalisée, et dans le domaine de l'exploitation de centrales de cogénération et trigénération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production combinée de vapeur, d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité et différents fluides énergétiques (air chaud, air réfrigéré, air comprimé et gaz industriels). EDF Fenice s'oriente désormais vers le développement de projets d'efficacité énergétique et de contrats de performance.

En termes d'actifs énergétiques, EDF Fenice détient au total au 31 décembre 2013 des capacités de production d'électricité à hauteur de 470 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 108 MWth. EDF Fenice possède 48 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

En 2013, EDF Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 425 millions d'euros.

Avec la création du pôle Services énergétiques en 2013, EDF Fenice pourra apporter aux clients industriels d'EDF, partout en Europe, des solutions dans le domaine de l'efficacité énergétique (voir la section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)).

Italie

Les contrats avec le groupe Fiat constituent encore aujourd'hui une part prépondérante de l'activité d'EDF Fenice. En décembre 2012, Fiat et EDF Fenice ont renouvelé pour une durée de cinq ans leurs accords relatifs à la fourniture de services énergétiques et environnementaux pour les sites espagnols et italiens de Fiat Auto et Fiat Industrial. Le nouveau modèle de contrat diffère du précédent en ce qu'il concentre l'effort conjoint des parties sur le développement de l'efficacité énergétique et la réduction des coûts. Afin de préparer son développement, en 2013, dans un cadre macroéconomique contraignant, EDF Fenice a entrepris l'assainissement de son portefeuille d'actifs et projets hors Fiat. En un an, tous les contrats et les projets peu porteurs de valeurs ont été renégoiés.

Afin d'asseoir sa notoriété, EDF Fenice a mis en place son Campus d'efficacité énergétique, un outil de formation et commercial qui a l'objectif de devenir un *hub* d'échange entre clients, chercheurs, financiers, administrateurs publics et acteurs du Groupe EDF.

Espagne

EDF Fenice est présent en Espagne depuis 2001 au travers de sa filiale EDF Fenice Instalaciones Iberica, détenue à 100 %. Cette société propose aux entreprises industrielles et du secteur tertiaire des solutions technico-économiques dans le domaine de l'efficacité énergétique. EDF Fenice Instalaciones Iberica compte aujourd'hui 205 salariés et opère 180 MW de production.

En 2013, EDF Fenice Iberica a poursuivi sa croissance sur le marché en signant un contrat de partenariat énergétique global avec le groupe Coren, la plus importante coopérative agroalimentaire espagnole, pour la reprise et l'exploitation de la totalité de leurs installations énergétiques.

Pologne

EDF Fenice possède une filiale polonaise détenue à 100 %, EDF Fenice Poland Sp. z o. o. Cette société intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et de l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). EDF Fenice Poland a initié une diversification hors Fiat et développe aujourd'hui un partenariat dans les services avec EDF Polska (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)).

Russie

EDF Fenice détient également à 100 % une filiale en Russie, Fenice Rus, dont le but est de commercialiser des services d'efficacité énergétique aux industriels. Depuis sa création, Fenice Rus a signé avec Avtovaz, principal constructeur automobile russe, sept contrats et finalisé la mise en œuvre de six d'entre eux d'ores et déjà pleinement opérationnels. Ont également été mises en service les installations construites pour la société TMH (TransMashHolding). Ces projets sont devenus une référence pour les clients et les pouvoirs publics et présentent l'avantage d'être reproductibles sur d'autres sites et dans différents secteurs d'activité. Dans le contexte d'une demande croissante, EDF Fenice Rus profite d'une excellente réputation et de perspectives de développement extrêmement favorables.

En 2013, EDF Fenice Rus a signé un premier contrat avec le groupe Danone pour la réalisation d'une installation de traitement des eaux de l'une de ses usines russes. Un accord-cadre est en cours de discussion afin d'élargir et renforcer la collaboration des deux groupes dans le domaine de l'énergie et l'environnement.

Enfin, Fenice SpA et Inter Rao ont décidé de fermer leur filiale commune Interenergoeffect, sans mettre fin à leur coopération globale.

6.3.2.5 Autres activités du Groupe en Italie

EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles, présent en Italie, a augmenté ses capacités de production au cours de l'année, totalisant au 31 décembre 2013 548,4 MW bruts d'éolien, soit 354,6 MW nets, et 99,5 MW bruts de photovoltaïque, soit 95,5 MW nets (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

6.3.3 Autres International

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2013 du groupe EDF du segment 1 :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	2 890	27	22 922	40
Thermique à flamme	7 340	69	32 930	58
Hydraulique	79	1	329	1
Autres renouvelables ⁽¹⁾	279	3	599	1
TOTAL	10 588	100	56 780	100

(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles sur le segment « Autres International », soit 3 365 et 8 381 GWh.

6.3.3.1 Europe continentale

6.3.3.1.1 Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans deux pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : la Pologne (production d'électricité, cogénération, commercialisation) et la Hongrie (cogénération, distribution, commercialisation). Le groupe EDF est également présent dans ces pays à travers ses filiales Dalkia International (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)) et Fenice, principalement dans le domaine de la cogénération, des grands réseaux urbains de chaleur et de l'efficacité énergétique.

6.3.3.1.1.1 Pologne

Le Groupe est présent en Pologne principalement au travers des filiales suivantes :

- Le Groupe contrôle la société EDF Polska SA, qui regroupe :
 - la branche de production de Rybnik, avec une capacité installée de 1 775 MWe ;
 - la branche de cogénération de Cracovie, qui dispose d'une capacité installée de 460 MWe et de 1 118 MWth ;
 - les branches de cogénération de Gdansk et Gdynia (ex- EDF Wybrzeże SA), qui disposent d'une capacité installée de 333 MWe et 1 199 MWth ;
 - la Direction d'Optimisation et de Vente (ex-EDF Energia Sp. z o. o.), qui s'occupe de la commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne.
- Le Groupe contrôle enfin le cogénérateur Zew Kogeneracja SA de la ville de Wrocław. Sa capacité installée est de 363 MWe et 1 133 MWth. Kogeneracja détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Góra SA (dont la puissance installée est de 198 MWe et de 304 MWth).

La société EDF Paliwa Sp. z o.o., détenue par EDF Polska SA, assure l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne.

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le Groupe a décidé d'investissements et sélectionné les prestataires pour réaliser la construction

Dalkia

Le Groupe est également présent de manière indirecte au travers de SIRAM (filiale à 100 % de Dalkia International) dans l'efficacité et l'optimisation énergétique et dans le domaine des activités environnementales (assainissements, surveillance continue des installations, ingénierie de l'environnement, analyses de laboratoire, etc.) (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)).

des installations de désulfuration et de dénitrification pour ses actifs en Pologne. Le projet a été officiellement inauguré le 19 novembre 2013 à Wrocław. Il permettra de poursuivre l'exploitation au moins jusqu'en 2035.

Le groupe EDF a suspendu en décembre 2012 le projet de centrale à charbon supercritique de 900 MW envisagé en Pologne. Il a décidé d'investir sur les huit tranches existantes du site de Rybnik pour les mettre aux nouvelles normes environnementales et prolonger leur durée d'exploitation dans des conditions performantes jusqu'en 2030.

Par ailleurs, le Groupe est présent en Pologne via sa filiale EDF Énergies Nouvelles (« EDF EN »). En 2013, EDF EN a annoncé la mise en développement de deux projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, notamment éolienne. Une ferme éolienne à Linowo de capacité totale installée de 48 MW a été officiellement inaugurée le 20 septembre 2013.

À la suite de l'accord signé en 2009 entre EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais, coté à la bourse de Varsovie) pour réaliser des études de préfaisabilité pour le développement et la construction de réacteurs nucléaires en Pologne, dont les conclusions ont confirmé l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais, en mai 2013, PGE a conduit des consultations préliminaires à son futur appel d'offres nucléaire, notamment auprès d'EDF et d'AREVA. EDF et AREVA étudient la perspective de proposer une offre dans le cadre et selon le calendrier des décisions politiques et industrielles polonaises. Dans le cadre de son processus politique, le 28 janvier 2014, le gouvernement polonais a adopté un programme nucléaire national, renforçant notamment le cadre juridique et technologique de la mise en service de son premier réacteur.

6.3.3.1.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité au travers de sa filiale Budapesti Erőmű Zrt (« BE Zrt ») et dans la commercialisation et la distribution d'électricité et de gaz au travers d'EDF Démász Zrt.

Après être entrée en récession en 2012, la situation économique hongroise s'est stabilisée en 2013 avec un déficit public contenu. L'intervention de l'État dans l'économie s'est renforcée dans un contexte pré-électoral. Les sociétés étrangères et tout particulièrement celles du secteur énergétique ont été frappées par un train de nouvelles mesures principalement fiscales et tarifaires très pénalisantes.

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

BE ZRt

Le Groupe détient, au 31 décembre 2013, 95,6 % de BE ZRt, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée nette de 406 MWe et 1 170 MWth, BE ZRt assure 60 % du chauffage urbain de la capitale hongroise.

Jusqu'à fin 2008, BE ZRt vendait la quasi-totalité de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Muvek ZRt (MVM) dans le cadre de trois contrats à long terme (« PPA »). Ces contrats ont été résiliés sans indemnisation par l'État hongrois fin 2008 après que la Commission européenne en eut exigé la résiliation, estimant qu'ils constituaient des aides d'État contraires au droit de la concurrence.

BE ZRt a pu néanmoins vendre à partir du 1^{er} janvier 2009 sa production d'électricité pour partie au travers d'un contrat commercial de huit ans et pour partie au travers d'un mécanisme régulé de support à la cogénération auquel le gouvernement hongrois a mis fin prématurément le 1^{er} juillet 2011.

Par ailleurs, le gouvernement a décidé à partir d'octobre 2011 de fixer par décret les prix de la chaleur, jusque-là régis par un contrat commercial. Confrontée à une situation critique du fait de tarifs très défavorables, la société a réussi à obtenir du régulateur des conditions de rémunération acceptables pour la saison de chauffe 2011-2012. Bien que les décrets concernant la chaleur parus fin 2012 et courant 2013 continuent d'afficher des prix chaleur convenables, ils ont introduit des dispositions de contrôle a posteriori et de limitation drastique de la rentabilité de la société.

La résiliation forcée des contrats de vente d'électricité à long terme ayant entraîné un dommage important pour son actionnaire, EDF International a déposé le 30 décembre 2011 auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye un mémoire en demande contre l'État hongrois en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)). Une sentence arbitrale devrait être prononcée fin 2014.

EDF Démász ZRt

EDF Démász ZRt est détenue à 100 % par EDF et assure des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

Dans le domaine de la commercialisation, EDF Démász ZRt assure la fourniture d'électricité aux particuliers, petites entreprises et institutions publiques de la région sud-est de la Hongrie dans le cadre du service universel (tel que défini par un décret gouvernemental en application de la loi de 2007 sur l'électricité). Depuis le 31 décembre 2009, la société commercialise de l'électricité et plus récemment du gaz sur tout le territoire hongrois auprès des clients ayant opté pour le marché libre. EDF Démász ZRt regroupe sur le marché hongrois les deux marques commerciales « EDF Démász » pour les clients résidentiels et « EDF Energia » pour les clients professionnels. En 2013, EDF Démász ZRt a commercialisé 3 480 GWh auprès d'environ 757 900 clients, dont 1 840 GWh sur le marché libre.

En matière de distribution, la société EDF Démász Hálózati Elosztó Kft, filiale à 100 % d'EDF Démász ZRt, opère depuis le 1^{er} janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau et de production/fourniture. Elle détient les actifs de réseaux (près de 32 200 km de lignes haute, moyenne et basse tension) et assure les activités régulées de distribution d'électricité dans la région sud-est du pays (19,6 % du territoire). En 2013, elle a distribué 4 100 TWh auprès de 774 100 points de livraison.

L'introduction en janvier 2013 d'une nouvelle taxe assise sur les réseaux (0,45 €/m) et de nouvelles contraintes ainsi que les baisses successives des prix de vente imposées par le législateur (- 10 % début 2013, puis - 11,1 % début novembre) obèrent lourdement les résultats de la société. Une nouvelle baisse des prix est attendue pour septembre 2014.

6.3.3.1.3 Slovaquie

Présent en Slovaquie depuis 2002 au travers d'une participation de 49 % dans le capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská Energetiká a. s. (« SSE »), le Groupe a cédé le 27 novembre 2013 sa participation minoritaire à Energetický a průmyslový holding a. s. (« EPH »). Cette transaction fait suite à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires de SSE et à l'obtention de l'aval des autorités

de la concurrence. Elle valorise la participation de 49 % d'EDF dans SSE à environ 400 millions d'euros. EDF avait annoncé le 21 mai 2013 avoir signé un accord d'exclusivité avec EPH, et les deux entreprises avaient signé un accord définitif le 24 mai 2013.

6.3.3.1.2 Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers d'EDF Fenice et de sa filiale russe Fenice Rus, ainsi que dans le domaine de la distribution d'électricité, au travers d'EDF Distribution International et de sa filiale russe ERDF Vostok, toutes deux détenues à 100 %. Au-delà de ces présences, EDF cherche activement à poursuivre son développement en Russie.

Fenice Rus a été créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services énergétiques aux industriels, notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique. La société poursuit ses activités auprès de partenaires de référence russes et a reçu en 2013 le soutien financier de la Banque européenne pour la reconstruction et le financement (« BERD ») pour développer ses nouveaux projets (voir section 6.3.2.4 (« EDF Fenice »)).

ERDF Vostok a été créé en janvier 2012 et porte l'activité opérationnelle d'EDF Distribution International en Russie. En 2013, un *Memorandum of Understanding* entre Rosseti (la société russe créée en 2013 et porteuse des activités de transport et de distribution de l'électricité, anciennement MRSK et FSK) et ERDF-I (EDF Distribution International) a été signé pour encadrer la volonté de coopération entre ces groupes. Les sociétés se sont mises d'accord pour étudier l'opportunité de gestion conjointe de réseaux dans une des régions russes.

En outre, le Groupe poursuit sa collaboration avec les grands acteurs du secteur électrique russe : Rosatom, Inter RAO, RusHydro et Gazprom.

Dans ce cadre, EDF et Gazprom ont conclu en 2012 un accord de coopération sur la production d'électricité à partir de gaz en Europe. Aux côtés de Gazprom, EDF participe au développement de la partie sous-marine du projet *South Stream*, dans lequel ENI et Wintershall ont aussi des parts (voir section 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »)). Les actionnaires de South Stream Transport BV ont confirmé leur engagement de réalisation du projet *South Stream* le 4 octobre 2013 (voir section 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »)).

6.3.3.1.3 Ukraine

Le 27 novembre 2013, l'Ukraine a signé avec ENI, EDF, Vody Ukrainy et Chornomornaftogaz un accord de partage de production d'hydrocarbures *off-shore* en mer Noire. ENI sera opérateur du projet avec une participation de 50 % dans une co-entreprise dont EDF détient 5 % et les entreprises publiques ukrainiennes Vody Ukrainy et Chornomornaftogaz, 35 % et 10 % respectivement.

6.3.3.1.4 Benelux

Le Benelux est une zone qui comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier en construction de Dunkerque à proximité. Le groupe EDF est présent en Belgique via ses deux filiales EDF Belgium (qui détient en direct 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1) et EDF Luminus (deuxième acteur sur le marché belge, avec un portefeuille amont/aval équilibré). Aux Pays-Bas, EDF est présent depuis 2009 avec une centrale à cycle combiné gaz.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge EDF Belgium, détenue à 100 % par EDF. La puissance revenant à EDF représente 481 MW (soit environ 3 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF Luminus au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait la fermeture de Tihange 1 le 1^{er} octobre 2015. La prolongation jusqu'en 2025 de l'exploitation de Tihange 1 a été annoncée suite à l'adoption le 4 juillet 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge.

Le 14 octobre 2013, le gouvernement belge a approuvé le projet de loi modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire et un projet de convention entre Electrabel, EDF et l'État belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 jusqu'en 2025. Cette loi a été adoptée le 18 décembre 2013 et publiée le 24 décembre au Moniteur belge.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants à hauteur de 300 millions d'euros (quote-part EDF) étalés entre 2011 et 2020.

EDF Luminus

EDF, au travers de sa filiale EDF Belgium, détient 63,5 % de la société EDF Luminus, le reste du capital étant détenu par des actionnaires belges représentant les différents équilibres régionaux du pays.

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise représente près de 10 % de la capacité au niveau national, avec 1 897 MW installés à fin 2013.

La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint 5 446 GWh en 2013. La société emploie environ 970 personnes au 31 décembre 2013.

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels (points de livraison) en Belgique.

EDF Luminus en Belgique à fin 2013

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	419	22	2 693	50
Thermique à flamme	1 281	67	2 248	41
Hydraulique	73	4	287	5
Autres renouvelables	124	7	218	4
TOTAL	1 897	100	5 446	100

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985 respectivement) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985 respectivement), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

En 2013, EDF Luminus a vu baisser sa production d'énergie nucléaire, suite à l'arrêt fortuit des deux tranches nucléaires Doel 3 et Tihange 2, lié à la détection de microdéfauts dans les cuves. Après un examen approfondi, l'AFCN (autorité de sûreté belge) a autorisé la reprise de l'exploitation par Electrabel, sous condition d'une inspection de l'état de la cuve de Doel 3 et Tihange 2. L'un des tests n'ayant pas donné de résultats conformes aux attentes des experts, par mesure de précaution, Electrabel a décidé fin mars d'anticiper les arrêts programmés des deux réacteurs qui étaient prévus respectivement pour fin avril et fin mai.

Le parc de production exploité par EDF Luminus se compose de centrales électriques alimentées en gaz naturel, de fermes éoliennes et de quelques centrales hydrauliques « au fil de l'eau ». Sont exploitées notamment trois centrales thermiques de pointe, à Monsin, Ham et Angleur.

EDF Luminus exploite également quatre centrales à cycle combiné à Angleur, Ringvaart, Seraing et Ham. Dans cette dernière, la chaleur récupérable auprès de la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain.

Une convention tripartite en partenariat avec la province de Liège et les communes de Liège et de Seraing, signée en 2012, a été présentée en conseil provincial le 12 juin 2013. Elle stipule que la coopération s'exerce dans les domaines de la mobilité électrique, de l'efficacité énergétique, de la solidarité, de la formation et de la R&D.

Le niveau de la taxe nucléaire pour l'ensemble des producteurs avait été porté de 250 millions d'euros pour 2011 à 550 millions d'euros pour 2012. Pour 2013, son niveau a été maintenu à celui de 2012 dans le principe, mais son montant réduit à 481 millions d'euros pour tenir compte de l'arrêt des deux tranches nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 pendant plusieurs mois, suite à la détection de microdéfauts dans les cuves.

L'année 2013 a été marquée par une dynamique de forte concurrence sur le marché belge.

Dans ce cadre, EDF Luminus a réexaminé sa stratégie de prix et de produits pour mieux répondre aux attentes des clients, aux nouvelles demandes du gouvernement et au positionnement en termes de prix des concurrents.

EDF Luminus a gardé une part de marché stable autour de 20 % avec un impact financier maîtrisé, malgré le niveau d'attrition¹ très élevé du marché.

EDF Luminus s'est employé à réaliser son ambition stratégique, en réduisant ses coûts, optimisant son parc de production thermique, poursuivant le développement du parc éolien et en lançant une étude sur le développement des services énergétiques.

EDF Luminus développe également deux projets de nouvelles centrales thermiques à gaz : Navagne (en Wallonie) et Nest-Energie (en Flandre), disposant chacune d'une puissance installée potentielle de 890 MW. EDF Luminus avait engagé une procédure de cession du projet Nest-Energie en octobre 2012, conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne lors de l'acquisition de Segebel (actionnaire majoritaire d'EDF Luminus, anciennement SPE) en 2009. Ces engagements n'étant plus applicables depuis le 13 décembre 2013, la procédure de cession n'a plus cours.

EDF Luminus est présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 60 éoliennes *on-shore*, réparties sur 15 sites en Wallonie et en Flandre. La société figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique, avec une puissance installée de 124 MW. En 2013, EDF Luminus a construit deux éoliennes de 3,4 MW, la première dans la zone portuaire de Gand, sur le site de Stradus, et la deuxième à Anvers, sur le site d'Evonik.

Pays-Bas

EDF et Delta disposent au travers d'une société commune, Sloe Centrale BV, d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Après plus de 20 000 heures de fonctionnement et 750 démarrages, Sloe a procédé en mai 2013 à un arrêt pour révision sur les deux tranches de la centrale. La centrale a redémarré en juin 2013. En 2013, Sloe a atteint

1. Ou *churn rate* : indicateur permettant de mesurer le niveau de perte de clientèle.

une bonne performance en matière de prévention sécurité, avec plus de 1 100 jours sans accident.

6.3.3.1.5 Suisse

Le groupe EDF est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique de Châtelot (50 %) et de Mauvoisin (10 %).

Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement, réalisé en 2009, des actifs industriels d'Atel et d'EOS ainsi que de l'apport par EDF de sa quote-part des droits à l'énergie et à la puissance et charges afférentes relatifs au barrage d'Émosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique de taille significative au cœur des

échanges électriques européens, active dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques. Alpiq représente plus d'un tiers de l'approvisionnement en électricité sur le territoire suisse.

Sur la base du chiffre d'affaires 2013 publié par Alpiq (9 370 millions de francs suisses), l'ensemble constitué par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (101 TWh vendus en 2013, principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et d'Europe centrale et orientale). Alpiq assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse et dans les pays où Alpiq développe sa présence. En 2013, Alpiq disposait d'une puissance totale installée de 6 461 MW et d'une production de 17 169 GWh (hors contrats à long terme), détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Capacité installée ⁽¹⁾		Production ⁽¹⁾	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	785	12	5 668	33
Thermique à flamme	2 623	41	5 040	29
Hydraulique ⁽²⁾	2 769	43	5 965	35
Autres renouvelables	284	4	496	3
TOTAL	6 461	100	17 169	100

(1) Données à 100 %.

(2) Comprenant les petites centrales hydrauliques.

Les résultats enregistrés en 2011 et 2012 ont amené Alpiq à lancer un important programme de restructuration qui s'est poursuivi en 2013. Dans ce cadre, Alpiq a vendu en 2012 sa participation de 20 % au capital de la société italienne Edipower et sa filiale allemande du secteur technique d'alimentation en énergie (« EVT »), et en 2013 cédé ses participations dans Romande Énergie, Repower et Società Elettrica Sopracenerina SA (SES), ainsi que 15 % dans le projet de centrale de pompage turbinage de Nant de Drance, dans lequel elle conserve 39 %. Avec le transfert de son réseau très haute tension, en échange de titres et créances, Alpiq a ainsi reçu pour l'ensemble de ces cessions plus de 1,5 milliard de francs suisses.

Compte tenu des conditions de marché actuelles, Alpiq a renoncé à vendre les actifs qu'elle détient dans le domaine des énergies renouvelables ainsi que les centrales au lignite de Kladno et Zlin, situées en République tchèque.

En complément, afin de renforcer sa structure de capital, Alpiq a placé en mai 2013 un emprunt hybride public pour 650 millions de francs suisses et signé un prêt hybride avec ses principaux actionnaires suisses pour un montant de 366,5 millions de francs suisses.

Ainsi les désinvestissements conjugués au financement hybride et l'apport de liquidités des activités opérationnelles ont permis à Alpiq de réduire son endettement net, passant de 4 milliards de francs suisses en 2012 à 2 milliards en 2013.

Grâce à la réduction de ses activités de vente internationales, à la cession des participations non stratégiques et à l'important programme de restructuration et de réduction de coûts, Alpiq parvient à clôturer l'exercice 2013 avec un résultat positif de 18 millions de francs suisses, malgré de nouvelles corrections de valeurs d'un montant de 275 millions de francs suisses.

Face au nouvel environnement de marché et à la mutation du secteur électrique, Alpiq a annoncé une réflexion stratégique sous-tendue notamment par un positionnement sur les activités de services énergétiques.

6.3.3.1.6 Autriche

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques, et en particulier gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

1. Données à 100 %.

EDF International détient 25 % de la holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec le groupe EDF un pacte d'actionnaires qui donne à EDF des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie et des services associés. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe aussi ses activités dans les autres Länder autrichiens et dans certains pays voisins.

Ses deux principales filiales sont Steveag-Steg (« SSG »), premier distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie, dont le groupe ESTAG a racheté en janvier 2013 les 34,57 % détenus jusqu'à présent par le principal acteur du marché électrique autrichien Verbund, et Steierische Gas und Wärme (« STGW »), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

6.3.3.1.7 Espagne

Au 31 décembre 2013, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale d'une puissance brute de 320 MW alimentée en mode GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) grâce à la gazéification de charbon local et de coke de pétrole (*petcoke*). Outre le gaz naturel, cette installation permet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2013, Elcogas a produit 775 GWh¹, dont 652 GWh en mode GICC. Depuis 2010, l'installation de Puertollano comprend un pilote de captage de CO₂ et de production d'hydrogène. Il s'agit du premier pilote au monde de taille industrielle associé à un GICC. D'une puissance de 14 MWth, le pilote peut traiter 2 % du gaz synthétique issu du gazéifieur, capter 4,17 tonnes de dioxyde de carbone et produire entre 83 et 207,5 kilogrammes d'hydrogène à l'heure. Il s'agit de captage en précombustion, en amont de la turbine à combustion, suivant le procédé d'absorption chimique aux amines activées.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de sociétés espagnoles appartenant à des filiales : Fenice Instalaciones Iberica (voir sections 6.3.2.4 (« EDF Fenice »), 6.4.1.4 (« Dalkia ») et 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)). EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

6.3.3.2 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

6.3.3.2.1 Marchés énergétiques nord-américains

6.3.3.2.1.1 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 4 055 TWh en 2013¹, les États-Unis constituent un des plus grands marchés énergétiques au monde.

En 2013, le mix de production d'électricité des États-Unis était composé de 39 % de charbon, 27,5 % de gaz naturel, 19,5 % de nucléaire, 12,9 % d'énergies renouvelables et de 2 % provenant d'autres types d'énergie. Le gaz naturel et les énergies renouvelables ont représenté la plus grosse part des nouvelles capacités mises en service en 2013.

L'*Energy Information Administration* (« EIA ») estime que les besoins futurs attendus en électricité demanderont l'apport de 340 GW de capacités supplémentaires entre 2012 et 2040. Sur la même période, l'EIA prévoit un retrait de 103 GW de capacité, principalement pour le charbon. D'ici à 2040, le gaz naturel devrait représenter 63 % des ajouts de capacité contre 31 % pour les énergies renouvelables, le charbon atteignant seulement 3 % du mix énergétique.

Parallèlement, l'Agence américaine de protection de l'environnement (*Environmental Protection Agency* – « EPA ») a proposé une limite d'émissions de CO₂ pour les nouvelles centrales au gaz naturel et au combustible fossile, respectivement à hauteur de 1 000 lb² CO₂/MWh (ou 1 100 lb CO₂/MWh en fonction de la centrale) et 1 100 lb CO₂/MWh. Une proposition de même nature concernant les centrales électriques existantes est attendue pour juin 2014.

L'entrée en vigueur des réglementations de l'EPA concernant les émissions de SO_x et NO_x, initialement prévue pour janvier 2012, est actuellement retardée par des contentieux et désormais attendue en 2014. Entre-temps, certains États et régions ont adopté leurs propres réglementations concernant ces émissions. Les projets de réduction des émissions de carbone, qu'ils concernent la mise en place d'une taxe carbone ou d'un système de plafonnement et d'échange, ne rencontrent pour le moment pas assez de soutien aux États-Unis pour aboutir à une réglementation en la matière.

Les prix de l'électricité demeurent relativement faibles en raison des prix bas du gaz naturel, liés à l'essor de la production de gaz de schiste ainsi qu'à la faiblesse de la demande, qui n'a pas encore retrouvé ses niveaux d'avant la crise. Après avoir atteint son niveau le plus bas depuis 1999 en avril 2012 (1,82 \$/MBtu³), le prix du gaz naturel *Henry Hub* s'est élevé à 4,52 \$/MBtu en décembre 2013 et devrait se stabiliser autour de 5 \$/MBtu, selon IHS CERA⁴.

D'après l'EIA, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de pétrole et de gaz naturel en 2013, devant la Russie et l'Arabie Saoudite. Ils devraient également devenir exportateur net de gaz naturel liquéfié en 2016 et exportateur net de gaz naturel dans son ensemble en 2020.

Six infrastructures ont reçu une approbation leur accordant le droit d'exporter du gaz naturel liquéfié ; 22 autres demandes d'exportation *Non-Free Trade Agreement* sont en cours d'instruction par le *Department of Energy*⁵ (« DoE »).

6.3.3.2.1.2 Canada

En 2012, la production d'électricité du Canada s'est élevée à 594,9 TWh, dont 63,3 %⁶ provenant de centrales hydrauliques.

Les réseaux électriques du Canada et des États-Unis sont fortement intégrés, permettant aux États-Unis de bénéficier de la stabilité du marché canadien.

En revanche, le marché de l'électricité canadien, organisé par provinces, est relativement fragmenté, en raison notamment du rôle déterminant des politiques provinciales en matière d'émissions de carbone et d'énergies renouvelables. Les provinces de l'Ontario et du Québec, qui représentent ensemble plus de 55 % du marché canadien, ne poursuivent ainsi pas les mêmes objectifs de mix énergétique. En Ontario, le gouvernement s'est engagé à ce que le nucléaire continue de générer plus de 40 % du mix énergétique. Au Québec, en raison de la mise en place du nouveau régime de normes de fiabilité concernant le transport d'électricité en 2009 et de la fermeture⁷ de l'unique centrale nucléaire Gentilly 2 en décembre 2012, la Régie de l'Énergie (organisme de régulation du secteur de l'énergie) a approuvé un important plan d'investissement dans le but de rénover l'ensemble du réseau électrique⁸.

La part du nucléaire dans le mix énergétique canadien représente actuellement environ 15 %. Le Bureau national de l'Énergie estime que cette part devrait diminuer jusqu'à atteindre 12 % du mix énergétique en 2035⁹, en raison du développement des installations éoliennes et des centrales au gaz.

Conscient de l'opportunité que représente la demande croissante des marchés d'Asie-Pacifique, le Canada est déterminé à jouer un rôle significatif dans l'approvisionnement de la demande mondiale en gaz et en pétrole. Pour atteindre cet objectif, le Canada doit sécuriser ses relations commerciales avec ses partenaires asiatiques et développer des infrastructures d'envergure mondiale pour l'exportation d'hydrocarbures tout en attirant les investisseurs étrangers dans l'industrie énergétique. Le gouvernement ayant limité les prises de participation étrangères dans le sable bitumineux canadien depuis décembre 2012, les entreprises étrangères s'orientent donc maintenant vers des opportunités d'exportation, via le golfe du Mexique et le potentiel *pipeline* Keystone ou par les terminaux d'exportation installés sur les façades atlantique et pacifique.

6.3.3.2.1.3 Mexique

Au Mexique, le système d'électricité publique disposait d'une capacité installée de 53 GW en 2012, pour une production brute d'environ 260 TWh¹⁰. La majeure partie de la production d'électricité du Mexique provient de centrales thermiques, qui représentent 73 % du mix énergétique. Ce dernier est complété par des centrales hydrauliques (22 %), nucléaires (3 %) et par des installations éoliennes et géothermiques (2 %). Si le gaz naturel occupe une place de plus en plus importante dans le mix énergétique mexicain, le Mexique reste un importateur net de gaz naturel, en particulier en provenance des États-Unis.

Le 20 décembre 2013, le parlement mexicain a voté une série d'amendements visant à restructurer les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité¹¹. Le gouvernement abandonne ainsi le monopole sur l'ensemble du secteur énergétique qu'il entretenait à travers deux entreprises publiques : la *Comisión Federal de Electricidad* (« CFE ») pour ce qui concerne l'électricité et *Petroleos Mexicanos* (« Pemex ») pour ce qui concerne l'exploration et la production d'hydrocarbures. Dorénavant, les compagnies pétrolières privées

1. US Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, février 2014.

2. lb : unité de poids américaine (livre ou pound).

3. Btu : unité anglo-saxonne d'énergie (British thermal unit).

4. IHS CERA, *Energy Insight « North American Gas Demand and Market Outlook »*, octobre 2013.

5. Site internet du DoE, *Applications Received by DoE/IFE to Export Domestically produced LNG from the lower-48 States*, mis à jour le 24 mars 2014.

6. Association canadienne de l'électricité, *Key Canadian Electricity Statistics*, mai 2013.

7. Hydro-Québec, *Projet de réfection de la centrale nucléaire Gentilly 2 - Annexes*, octobre 2012.

8. Régie de l'Énergie, *Québec Energy Tribunal*, 2013.

9. Chambre de commerce canadienne, *Electricity In Canada : Smart Investment to Power Future Competitiveness*, janvier 2013.

10. Secrétariat mexicain de l'Énergie, *Estadísticas e Indicadores del Sector Eléctrico*, octobre 2013.

11. KPMG Global Energy Institute, *Mexico : Energy Reform 2013*, 2013.

pourront se partager les contrats de production avec Pemex et également prendre part dans les activités *midstream* et *downstream* (pétrochimie, raffinage, transport, stockage et distribution). Concernant l'électricité, les entreprises privées sont autorisées à produire de l'électricité sans avoir à la revendre à la CFE. Le transport et la distribution restent sous le contrôle du gouvernement mexicain.

Les prix élevés de l'électricité pour les clients commerciaux et industriels, ainsi que les conditions favorables des prêts bancaires, rendent l'énergie éolienne compétitive, sans besoin de recourir à des subventions. Le gouvernement fédéral s'est donné comme objectif d'atteindre les 7,5 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2017.

6.3.3.2.2 Activités du groupe EDF en Amérique du Nord

Stratégie d'EDF

Le groupe EDF se concentre sur les segments d'activité à forte valeur ajoutée aux États-Unis, et de manière plus générale en Amérique du Nord, avec pour objectif de renforcer les positions existantes, de tirer parti du savoir-faire et des ressources du Groupe et d'améliorer les performances financières. Le groupe EDF dispose de plus de 4,3 GW¹ de capacité installée et gère en outre, pour le compte de tiers, plus de 28 GW de capacité installée dans le cadre des services d'exploitation et maintenance ou d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- la production d'électricité d'origine nucléaire, par le biais de Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), détenu à 49,99 %, qui exploite cinq réacteurs nucléaires aux États-Unis avec une capacité installée totale de 4,0 GW (soit 2,0 GW consolidés par le groupe EDF), et d'UniStar Nuclear Energy (« UNE »), société contrôlée à 100 % par EDF, qui travaille sur de nouveaux développements dans le nucléaire ;
- les énergies renouvelables, avec une capacité nette de 2,3 GW principalement installée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles. Par ailleurs, EDF Renewable Services (filiale à 100 % d'EDF Renewable Energy) gère au en Amérique du Nord près de 7 GW via des contrats d'exploitation et maintenance (« O&M ») pour compte propre ou compte de tiers ;
- le *trading* et la gestion d'actifs énergétiques, à travers toute la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America.

6.3.3.2.2.1 Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. En juillet 2013, EDF et Exelon se sont accordés pour transférer les licences d'exploitation des centrales de CENG vers Exelon afin de tirer profit des économies d'échelle ainsi générées ; l'accord définitif a été annoncé le 1^{er} avril 2014. CENG passant sous la gestion managériale d'Exelon, les salariés de CENG seront par la suite directement employés par

Exelon. Selon le projet d'accord, CENG versera à EDF 400 millions de dollars de dividendes et EDF détiendra une option de vente de ses actions CENG à Exelon à leur valeur de marché entre 2016 et 2022.

Organisation et règles de gouvernance de CENG

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon. La Direction de CENG est conjointement assurée par Exelon et le groupe EDF, à l'exception des questions liées à la sûreté, la sécurité et à la fiabilité des installations nucléaires et de la mise en conformité en matière de réglementation environnementale, ainsi que de la nomination des hauts dirigeants, pour lesquelles Exelon bénéficie d'un vote prépondérant lié à la désignation du Président de CENG. Outre le Président, le *Chief Nuclear Officer* et le *Chief Executive Officer* (Directeur Général) de CENG doivent également être de nationalité américaine. Le groupe EDF nomme le Vice-président du Conseil d'administration de CENG. En application de l'accord d'exploitation, le Conseil d'administration de CENG dispose de comités permanents d'audit et de finance ainsi que d'un Comité permanent de gouvernance et de rémunération composé d'administrateurs nommés en nombre égal par Exelon et par le groupe EDF.

Après obtention de l'approbation de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la Nuclear Regulatory Commission (« NRC »), EDF a finalisé le 1^{er} avril 2014 la transaction prévue par l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Comme prévu par l'accord, EDF a reçu le paiement d'un dividende exceptionnel par CENG d'un montant de 400 millions de dollars américains (≈ 300 millions d'euros), dont le versement a été financé par Exelon. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à sa juste valeur – et exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

A l'issue de cette transaction, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF.

Activités du parc nucléaire de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire)

L'activité nucléaire de CENG s'exerce dans un environnement réglementé placé sous le contrôle de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »).

Capacité

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité. Les centrales, qui représentent une capacité totale de 4 228 MW, sont présentées dans le tableau ci-dessous. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de R.E. Ginna a été prolongée de 40 à 60 ans. La durée de la licence de l'unité 2 de Nine Mile Point a été prolongée de 40 à 58 ans.

Réacteurs	Localisation	Capacité (en MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (en MW)
Calvert Cliffs 1	Calvert County (Maryland)	892	100	892
Calvert Cliffs 2	Calvert County (Maryland)	864	100	864
Nine Mile Point 1	Scriba (New York)	617	100	617
Nine Mile Point 2 ⁽¹⁾	Scriba (New York)	1 279	82	1 049
R.E. Ginna	Ontario (New York)	576	100	576
TOTAL		4 228		3 998

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 048 MW sur la totalité des 1 279 MW de cette unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (« LIPA »). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

1. Intégrant les capacités installées nettes consolidées de CENG et d'EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis.

Production et performance technique

Les centrales de CENG ont produit 33,1 TWh d'électricité nucléaire au 31 décembre 2013.

(En TWh)	Production		Facteur de charge	
	2013	2012	2013	2012
Calvert Cliffs 1	7,8	6,1	99,7 %	77,9 %
Calvert Cliffs 2	6,4	7,5	85,9 %	99,2 %
Nine Mile Point 1	4,9	4,8	90,0 %	89,0 %
Nine Mile Point 2	9,0	6,9	97,0 %	79,2 %
R.E. Ginna	5,0	4,6	98,9 %	91,2 %

Sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire constitue la priorité des opérations de maintenance et d'exploitation des sites nucléaires de CENG. Le Comité de pilotage, dirigé par le *Chief Nuclear Officer*, est chargé d'établir les règles de conduite et les processus nécessaires pour permettre à la société d'atteindre ses objectifs en matière de sécurité. Ces mesures visent à encourager les conduites exemplaires, la responsabilité personnelle, l'identification des problèmes et leur résolution, l'analyse des risques et la prise de décision appropriée, le tout afin de créer un environnement de travail sécurisé. Les centrales nucléaires de CENG sont conformes aux réglementations de la loi fédérale sur la qualité de l'eau (*Clean Water Act*).

Combustible nucléaire

Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend l'achat d'uranium, la conversion de concentrés d'uranium en hexafluorure d'uranium, l'enrichissement d'hexafluorure d'uranium ainsi que la fabrication et le transport d'assemblages combustibles (réacteur à eau pressurisée (« REP ») et réacteur à eau bouillante (« REB »)).

La fabrication d'assemblages combustibles

CENG a conclu des contrats à long terme pour l'achat, la conversion et l'enrichissement de combustible nucléaire, ainsi que pour la fabrication d'assemblages de barres de combustible. Ces engagements devraient lui permettre de disposer de quantités suffisantes pour satisfaire ses besoins estimés pour les prochaines années. Ces contrats s'étalent de 2013 à 2028. Les marchés du combustible nucléaire sont concurrentiels et connaissent des prix parfois volatils, mais la Direction du Groupe ne pense pas rencontrer de problèmes pour satisfaire ses besoins d'approvisionnement futurs.

Stockage du combustible nucléaire usé – installations fédérales

Le *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA ») de 1982 prévoit que le gouvernement fédéral doit développer, par l'intermédiaire du *Department of Energy* (« DoE »), l'aménagement d'un entreposage destiné à recueillir le combustible usé et les déchets hautement radioactifs. Conformément au NWPA et aux contrats types conclus entre CENG et le DoE, CENG est tenu de verser au DoE une part d'un millième (0,001 dollar américain) par kilowattheure de sa production nette d'énergie nucléaire afin de payer les coûts des déchets hautement radioactifs (la « taxe DoE »). Cette charge est enregistrée comme « taxe DoE d'entreposage des déchets nucléaires ». Cependant, bien que le NWPA et les contrats conclus entre CENG et le DoE mentionnent que le DoE aurait dû prendre en charge les déchets hautement radioactifs au plus tard le 31 janvier 1998, cette échéance n'a pas été respectée. Le retard du DoE a contraint CENG à prendre de nouvelles mesures assorties de coûts supplémentaires pour organiser et entretenir des dispositifs d'entreposage du combustible usé sur place au sein de ses trois sites nucléaires. CENG a installé des installations indépendantes d'entreposage du combustible usé (« ISFSI ») sur ses sites, qui seront maintenues en fonction des besoins. En rendant deux importantes décisions en juin 2012, la Cour d'Appel du district de Columbia a, d'une part, demandé au DoE de justifier la collecte de la taxe sur la production d'électricité d'origine nucléaire qui vise à renouveler le *Nuclear Waste Fund* et, d'autre part, statué sur la non-conformité de la

Waste Confidence Rule (« WCR ») de la NRC. Cette dernière est alors tenue de cesser toute délivrance de licences relatives à la WCR (pour les nouveaux réacteurs, les cas de renouvellements et l'activité indépendante de stockage de combustible) jusqu'à ce que les impacts sur la sécurité soient évalués par un *Generic Environmental Impact Statement* (« GEIS »). La NRC a soumis au public pour avis un premier texte fin 2013 et doit publier une nouvelle WCR le 3 octobre 2014.

Stockage du combustible nucléaire usé – installations sur site

La centrale nucléaire de Calvert Cliffs exploite une installation de stockage indépendante de combustible usé depuis 1992 sur son propre site. Elle procède actuellement à une procédure de renouvellement de sa licence d'exploitation pour l'étendre jusqu'en 2036, sous réserve de l'approbation de la NRC à travers la WCR. La capacité de stockage propre au site augmentée de l'installation de stockage indépendante présente une capacité suffisante pour recueillir le contenu intégral du cœur jusqu'en 2015. L'installation de deux unités de stockage indépendantes de combustible a été finalisée en 2010 et 2012, respectivement sur les sites de Ginna et Nine Mile Point.

Coût de démantèlement des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États fédérés concernés, CENG a mis en place des fonds exclusivement destinés à couvrir les coûts de démantèlement des centrales. Le Comité d'investissement de CENG établit la stratégie générale d'investissement relative à ces fonds, y compris l'allocation des actifs entre les différentes classes d'actifs.

6.3.3.2.2 Nucléaire en développement : UniStar Nuclear Energy (« UNE »)

UniStar Nuclear Energy (« UNE »), filiale à 100 % d'EDF, poursuit donc ses travaux en vue d'obtenir une *Combined Licence Application* (« COLA ») pour le projet d'un nouveau réacteur nucléaire sur le site de Calvert Cliffs 3 dans l'État du Maryland, à partir de la technologie EPR. Par ailleurs, UNE fournit des prestations de service à Pennsylvania Power & Light (« PPL ») dans le cadre de sa COLA pour Bell Bend (État de Pennsylvanie). PPL exploite actuellement deux réacteurs nucléaires (Susquehanna 1 et 2, situés en Pennsylvanie).

6.3.3.2.3 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est présent sur les marchés nord-américains de l'électricité, du gaz, du charbon, du pétrole, du fret et des produits environnementaux. L'entité intervient également dans l'optimisation d'actifs concernant l'électricité, le gaz et les produits environnementaux. EDF Trading est l'un des plus importants fournisseurs de services auprès de tiers de gestion de l'énergie sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord (voir la section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

Activités électricité et gaz

En Amérique du Nord, EDF Trading est l'un des principaux prestataires de services de gestion de l'énergie auprès de sociétés productrices d'électricité aux États-Unis et au Canada. Ses services comprennent l'approvisionnement

combustible, l'analyse des marchés, les opérations de couvertures ainsi que l'interface avec les opérateurs de système (« ISO »). EDF Trading North America intervient ainsi auprès de 21 GW de production électrique (40 centrales réparties sur le territoire des États-Unis), ce qui inclut les actifs nucléaires d'EDF Inc. ainsi que deux fermes éoliennes d'EDF Renewable Energy au Texas. Dans une logique d'intégration de la chaîne de valeur, EDF Trading est également partenaire de 8 fournisseurs d'énergie auprès du marché de détail (« REPs »), leur apportant des services de gestion et d'optimisation de leur approvisionnement en électricité et en gaz, ainsi que de leurs achats de certificats environnementaux. Son large champ d'activité lui confère ainsi une place prépondérante sur les plus grands points d'échange en Amérique du Nord.

Concernant le marché du gaz, EDF Trading gère face au marché des actifs contractés auprès d'opérateurs de transport et de stockage. Cette activité permet à EDF Trading North America d'assurer les services offerts à ses partenaires (producteurs d'électricité, fournisseurs d'énergie (« REPs »), *utilities*, producteurs de gaz et clients industriels). EDF Trading est ainsi l'un des leaders sur les marchés de gros du gaz aux États-Unis.

Activité production gaz

Fin 2011, EDF Trading a créé EDF Trading Resources, société dédiée à l'acquisition et au développement d'actifs de production de gaz aux États-Unis. Dans ce secteur très morcelé et en fort développement, EDF Trading Resources bénéficie de l'expertise de son équipe dirigeante dans son domaine d'activité, ainsi que de l'appui d'EDF Trading dans la couverture des risques marché liés à sa production. Après une acquisition d'actifs au Texas en 2012, EDF Trading Resources s'est engagé en 2013 dans une joint venture afin d'élargir son champ d'action dans le bassin de Marcellus aux États-Unis.

Activité produits environnementaux

Le portefeuille d'EDF Trading inclut les certificats d'énergies renouvelables (« RECs »), le biogaz, les émissions et crédits de carbone, ainsi que les dérivés climatiques. EDF Trading travaille en partenariat avec des producteurs d'énergie renouvelable, assurant la valorisation sur le marché des certificats générés par leur production verte. En 2013, EDF Trading North America a finalisé un accord de sept ans avec un acteur du développement éolien.

Activité de fourniture de détail d'électricité et de gaz

EDF Trading gère une activité de commercialisation vers les grands clients industriels (haut de portefeuille) consommateurs d'électricité, de gaz et de produits environnementaux. Cette offre est déployée dans 13 États et provinces, aux États-Unis et au Canada. La plupart de ces grands clients sont européens ou également présents en Europe, ce qui permet d'accompagner les grands clients sur les différents marchés où ils sont présents.

Activité charbon et fret

EDF Trading présente une activité fret et charbon pleinement intégrée, avec de multiples sources d'approvisionnement dans le monde entier. EDF Trading North America intervient en appui aux équipes londoniennes d'EDF Trading, gérant l'activité sur le marché nord-américain, exportateur de charbon.

Marchés du pétrole brut

EDF Trading a créé en 2012 une nouvelle ligne d'activités de marketing et logistique de pétrole brut proposant un service de transport par le rail, la route et par *pipeline*. Cette nouvelle activité intervient en support aux producteurs de pétrole, leur permettant d'acheminer leur production vers les marchés de gros ou des sites de raffinage. Elle a débuté ses premières transactions commerciales dans cinq des plus grands États producteurs de pétrole brut aux États-Unis (Texas, Louisiane, Oklahoma, Nouveau Mexique et Utah).

6.3.3.2.4 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, à travers ses filiales EDF Renewable Energy, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 583,1 MW de capacités éoliennes, photovoltaïques et biomasse en 2013.

En parallèle, EDF Énergies Nouvelles a continué sa politique dynamique d'optimisation de ses actifs en procédant à la cession de certains de ses parcs pour un total d'environ de 350 MW sur cette zone.

États-Unis

Le Groupe est présent aux États-Unis à travers EDF Renewable Energy, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles et producteur indépendant d'énergies renouvelables. Aux États-Unis, au 31 décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles détient 1 896,3 MW de capacité brute installée (1 780,7 MW nets) dans l'éolien, le solaire et la biomasse. En 2013, EDF Renewable Energy a mis en service le projet *Pinelands Biomass* (2 x 17,8 MW) en Caroline du Sud. Parallèlement, EDF Renewable Energy a complété le projet solaire photovoltaïque de Catalina Solar (143,2 MW). Au titre de ses activités d'exploitation et de maintenance, EDF Renewable Services, filiale d'EDF Énergies Nouvelles, gère des turbines éoliennes et des panneaux solaires à titre d'exploitant principal et pour le compte de tiers, pour une capacité totale de plus de 6 GW au 31 décembre 2013.

Canada

En 2008 et par l'intermédiaire du consortium Saint-Laurent Énergies, EDF Énergies Nouvelles a remporté un appel d'offres lancé par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Le parc de Saint-Robert-Bellarmin (80 MW) a été mis en service en octobre 2012. Deux autres projets, Massif du Sud (150 MW) et Lac-Alfred phase I (150 MW), ont été mis en service en décembre 2012. Le parc éolien Lac-Alfred phase 2 (150 MW) est quant à lui opérationnel depuis septembre 2013. Le programme de mise en œuvre s'échelonne jusqu'en 2015. Deux autres projets d'une capacité totale de 49,2 MW, élaborés à la suite d'un appel d'offres d'Hydro-Québec remporté en décembre 2010, sont également en cours de développement, et le projet de Rivière du Moulin (1 et 2) est actuellement en construction (350 MW). EDF EN Canada détient également deux parcs de production solaire, Arnprior Solar Projects, d'une capacité de production de 23,4 MW situé dans la province de l'Ontario. Un programme de cession d'actifs (« DVAS ») au Canada a permis de poursuivre et de renforcer le partenariat avec Enbridge par détention conjointe (50/50) des parcs de Saint-Robert-Bellarmin, Massif du Sud et Lac-Alfred 1 et 2. EDF EN Canada et Enbridge ont également acquis conjointement le projet éolien de Blackspring Ridge (300 MW), actuellement en cours de construction.

Mexique

Au Mexique, pays au potentiel de développement éolien considérable, EDF Énergies Nouvelles a construit et mis en service le parc éolien de La Ventosa en 2010. Ce site de 67,5 MW est situé dans la région très venteuse d'Oaxaca, au sud du Mexique. En septembre 2013, le parc éolien de Bii Stinu/EDI (164 MW), situé dans la même région, a été mis en service ; il est détenu conjointement (50/50) avec le groupe japonais Mitsui & Co. Par ailleurs, la construction du projet éolien Santo Domingo/EDP (160 MW) s'est poursuivie avec une mise en service partielle sur 2013 (100 MW). Fin 2013, le Groupe dispose d'une capacité installée totale au Mexique de 331,5 MW bruts (199,5 MW nets).

6.3.3.3 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement de l'Asie du Sud-Est et de l'Asie du Sud.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie, notamment en Chine, constitue un enjeu industriel pour le groupe EDF. Dans le nucléaire, en complément du projet de construction et d'exploitation de deux réacteurs de type EPR, les nouveaux projets dans cette zone doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations technologiques, et lui permettre dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel. L'objectif d'EDF est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale pour le programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.3.3.1 Activités du groupe EDF en Chine

Présent depuis 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 4 980 MW¹. Avec le projet de Taishan phase I (2 réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est devenu investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR en Chine. Par ailleurs, EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, le thermique charbon le plus avancé sur le plan technologique, les centrales à gaz, l'hydraulique, la recherche et développement, la distribution d'électricité et l'efficacité énergétique.

Activités dans la production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase 1

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (2 réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase I (2 réacteurs de 1 000 MW chacun), mises en service respectivement en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société Daya Bay Nuclear Operation and Management Co. Ltd. dans le domaine de l'exploitation. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF est aussi intervenu en assistance à la filiale de CGN, China Nuclear Power Engineering Company Ltd. (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II, consistant à construire deux tranches de 1 000 MW sur ce site. Les deux unités de Ling Ao phase II ont été mises en service respectivement en septembre 2010 et en août 2011.

Au 31 décembre 2013, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. La durée de la société est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint venture dans le nucléaire en Chine. Par cette opération, le Groupe est pour la première fois investisseur dans la production nucléaire dans ce pays.

La pose du dôme du bâtiment réacteur de la première tranche de la centrale de Taishan phase I a été réalisée avec succès en octobre 2011 et celle du bâtiment réacteur de la deuxième tranche est intervenue en septembre 2012. L'année 2013 a vu la fin de la construction des bâtiments principaux de l'unité 1 et le début du rinçage des circuits de sa chaudière. Les montages électromécaniques ont bien progressé et les premiers essais ont commencé. Dans l'unité 2, les travaux de génie civil se sont poursuivis et les premiers équipements électromagnétiques ont été installés. Enfin, les travaux sur la station de pompage des bâtiments communs ont été achevés. Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGN.

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGN (*Global Partnership Agreement* – « GPA ») signé en 2007 a été complété par un protocole d'accord sur la mise en œuvre de ce partenariat signé le 29 avril 2010. EDF a mis en place une structure basée à Shenzhen, dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française. Les experts dans cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire d'EDF.

Courant 2012, EDF, AREVA NP et CGN ont conclu un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un réacteur de troisième génération de taille intermédiaire.

Le 25 avril 2013, en présence du Président de la République populaire de Chine et du Président de la République française, EDF a signé un accord avec CGN et AREVA qui prépare les conditions pour le lancement de futurs réacteurs et prévoit également la contribution d'EDF au parc de CGN en exploitation, ainsi qu'à son évolution. EDF a par ailleurs conclu le 29 avril 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC) visant à favoriser une coopération sur la gestion d'entreprise et sur certains domaines techniques (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

En 2013, EDF a signé un nouvel accord-cadre de partenariat avec la société Huadian Distributed Energy Engineering Technology Co. Ltd. pour le développement de projets dans le secteur de la production d'énergie décentralisée et a renouvelé son accord de coopération avec la société China Datang Corporation pour promouvoir les échanges techniques et envisager de nouveaux projets conjoints de technologie performante et peu émettrice de CO₂ dans le domaine thermique (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

Activités dans la production d'électricité thermique charbon

EDF est présent dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine depuis le 3 septembre 1997, date de signature et d'approbation par le gouvernement du Guangxi du contrat de concession de la centrale de Laibin B.

French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (« Figlec »).

Au 31 décembre 2013, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (« Figlec »), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (2 x 360 MW de puissance installée), dans la province du Guangxi, et 85 % de Synergie, société chargée de son exploitation et de sa maintenance, les 15 % restants étant détenus par des partenaires locaux. Mise en service en novembre 2000 dans le cadre d'un projet BOT (*Build, Operate and Transfer*), la centrale doit être contractuellement transférée au gouvernement du Guangxi en 2015.

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Au 31 décembre 2013, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Au 31 décembre 2013, le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007, d'une capacité installée de 2 x 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Nouveaux projets

Le Groupe étudie avec des opérateurs de production d'électricité chinois l'opportunité de participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée dite « supercritique » ou « ultra-supercritique ».

Le Groupe entend se développer dans le domaine de l'efficacité énergétique. À la suite du premier contrat signé avec Dongfeng Peugeot Citroën Automobile en 2011, le Groupe souhaite apporter des solutions innovantes aux industriels et éco-quartiers dans le domaine de l'efficacité énergétique en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine de la cogénération gaz, de la récupération de chaleur perdue et des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie).

1. Données à 100 %.

Activités dans le secteur du gaz

Beijing United Gas Engineering & Technology Company (« Buget »)

EDF a pris la décision de se désengager de la société Buget. À cet effet, le 9 octobre 2013, les autorités chinoises ont approuvé la cession des parts d'EDF (20 %) dans la société Buget à la société Tractebel Engineering SA.

Activités dans la production d'électricité hydraulique

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF est un acteur reconnu. Le Groupe est intervenu comme consultant sur plusieurs ouvrages installés en Chine et examine les opportunités d'investissement ou d'offres de service qui répondraient à un besoin de la partie chinoise, qui développe un ambitieux programme hydraulique.

Activités dans le domaine de la R&D

Deux ans après sa création, le centre de R&D d'EDF en Chine continue à renforcer son réseau de partenaires scientifiques dans ce pays, en lien avec les départements de R&D en France et les autres centres de R&D internationaux du Groupe. Les activités du centre portent sur la production d'électricité décarbonée, le réseau électrique de demain, la ville durable et l'innovation, les capacités en simulation numérique étant une forte composante dans chacun de ces domaines.

Activités dans le domaine de la distribution d'électricité

En conformité avec la politique du Groupe, ERDF a la volonté de développer son activité au niveau international et notamment en Chine. Depuis 2011, ERDF-I est présent en Chine et promeut, dans la continuité des contacts et visites préalablement réalisés avec EDF Chine, les coopérations et projets potentiels avec cinq partenaires principaux. ERDF-I a la volonté d'apporter son expertise, ses méthodes et ses outils les plus performants au service du *management* et de la performance du réseau.

6.3.3.3.2 Activités du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment d'opportunités de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique et hydraulique dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (« IPP »), comme le complexe de Nam Theun 2 au Laos et le cycle combiné gaz de Phu My 2.2 au Vietnam.

6.3.3.3.2.1 Vietnam

Au 31 décembre 2013, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (« MECO »), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale à cycle combiné gaz d'une capacité de 715 MW, mise en service en 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation (28,125 %) et Tokyo Electric Power Company, Inc. (« Tepco ») (15,625 %). Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

6.3.3.3.2.2 Laos

Au 31 décembre 2013, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW, construite par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main ». Les autres actionnaires sont une société thaïlandaise, EGCO (Energy Generating Company) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos. L'électricité produite est vendue à la Thaïlande pour 95 % et au Laos pour 5 %. L'ensemble du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2

a été mis en service le 30 avril 2010. Le gouvernement du Laos et EDF, en tant qu'actionnaire principal de NTPC, ont signé en octobre 2013 une déclaration commune pour évaluer l'intérêt potentiel d'une augmentation de la puissance installée de Nam Theun 2 de 500 MW.

6.3.3.3.2.3 Activités dans la production d'électricité hydraulique et thermique

Le groupe EDF a exprimé son intérêt pour participer aux études et au développement de plusieurs projets de production électrique au Népal, au Cambodge, au Laos, au Myanmar, en Indonésie et aux Philippines.

6.3.3.4 Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient

En Amérique latine, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien, pays considéré comme prioritaire dans le développement du Groupe à l'international. Il élargit ses ambitions à certains pays limitrophes où il prospecte des opportunités de développement, comme le Chili, la Colombie, le Pérou ou le Mexique.

En Afrique et au Moyen-Orient, le Groupe entend intervenir de la manière la plus adaptée à chaque zone géographique, et ainsi être présent dans des pays à forte croissance offrant de nouveaux marchés. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de l'accès à l'énergie.

6.3.3.4.1 Amérique latine

6.3.3.4.1.1 Brésil

Le groupe EDF détient 90 % d'EDF Norte Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 0,86 GW et située à Macaé, dans l'État de Rio de Janeiro. EDF Norte Fluminense vend 725 MW à Light aux termes d'un *Power Purchase Agreement* (« PPA ») d'une durée de 20 ans. Le solde est vendu sur le marché libre de l'électricité. EDF Norte Fluminense a vendu 6 352 GWh en 2013.

EDF Norte Fluminense dispose d'une usine solaire dans le pays, à Macaé, constituée de 1 764 modules photovoltaïques, qui permet une réduction d'émissions d'environ 250 tonnes de CO₂ par an.

EDF étudie la mise en place d'autres projets de production solaire au Brésil. Ainsi le 23 février 2012, EDF Consultoria (filiale d'EDF) et Light Esco ont créé un consortium pour la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale photovoltaïque sur le toit du stade Maracã, à Rio de Janeiro. La dernière phase des travaux s'est terminée fin novembre 2013. La connexion définitive de la centrale au réseau reste encore soumise à la conclusion d'une démarche administrative entre le gestionnaire local du réseau (Light SESA) et le concessionnaire/exploitant du stade (Odebrecht/IMX).

L'accord de coopération technique (*Technical Cooperation Agreement*) signé entre EDF, Eletrobras, Eletronorte et Camargo Correa, qui organise les activités d'études de faisabilité technique, économique et environnementale du complexe hydroélectrique de Tapajos dans l'État de Para au Brésil (complexe de cinq ouvrages hydroélectriques sur la rivière Tapajos, en Amazonie, d'une capacité totale d'environ 10 682 MW), est en cours jusqu'en juillet 2014. De manière spécifique, l'accord établit l'organisation, la répartition des rôles et des responsabilités entre les parties, et le calendrier pour chacun des cinq ouvrages, jusqu'à l'obtention des licences préliminaires avant la mise aux enchères publiques. Les études environnementales et sociales liées au projet, préoccupations majeures pour le Groupe et commencées en 2012 à la suite de la promulgation de la loi du 25 juin 2012 autorisant le déclassement de certaines zones protégées, se sont poursuivies en 2013. Le consortium d'études, qui s'était élargi en 2012 à GDF Suez, Néoennergia, Endesa, Cemig et Copel, est constitué à ce jour de neuf partenaires.

Depuis le 29 mai 2012 et la signature de deux nouveaux accords, le partenariat entre EDF et Eletrobras se poursuit dans les domaines du développement de projets à l'international (hors Brésil) et des activités de recherche et développement.

6.3.3.4.1.2 Chili

EDF a signé, le 2 août 2013, un accord de co-développement (*Joint Development Agreement*) avec le développeur de projet chilien Australis Power, en vue du développement d'un projet intégrant la construction et l'exploitation d'une centrale CCG de deux tranches de 570 MW chacune ainsi que celle d'un terminal LNG sur barge (*Floating Storage Regasification Unit* – « FSRU »).

6.3.3.4.2 Afrique

6.3.3.4.2.1 Afrique du Sud

Le gouvernement sud-africain, qui prévoit un doublement de la puissance électrique installée (de 44 à 89 GW) d'ici 2030, maintient sa volonté de recourir au nucléaire dans son futur mix énergétique. Le plan directeur Énergie du pays, promulgué en mai 2011, prévoit la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire entre 2023 et 2030.

EDF Énergies Nouvelles a également pris position sur le marché éolien en étant retenu par le ministère de l'Énergie pour trois projets alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud, lancé en août 2011. La construction d'un de ces trois projets a débuté fin 2013 et devrait être achevée en 2015 (voir section 6.4.1.2 (« Énergies Nouvelles »)).

EDF est également présent à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir section 6.3.3.4.4. (« Mission Accès à l'Énergie »)).

EDF explore également d'autres pistes telles que la vente de services et la participation à des projets régionaux sous la forme de partenariats public-privé pour des projets de production d'électricité (thermique et hydraulique) aux côtés d'électriciens nationaux. Dans le domaine thermique, le ministère de l'Énergie ambitionne le développement de projets de production indépendante d'électricité (IPP) pouvant couvrir jusqu'à 30 % du mix énergétique national.

Par ailleurs, un expert EDF est en charge de l'Institut de formation à l'ingénierie, l'EPPEI (*Eskom Power Plant Engineering Institute*) qu'Eskom développe depuis 2011 dans les domaines de la production et à terme dans la distribution et le transport d'électricité.

6.3.3.4.2.2 Maroc

EDF et l'Office national marocain de l'électricité et de l'eau (« ONEE ») ont poursuivi leur coopération conformément à l'accord général signé le 11 janvier 2012. L'ambition des deux opérateurs est ainsi de mettre en place et faire fructifier un partenariat robuste et durable dans l'ensemble des domaines de la chaîne de valeur, et notamment la production hydraulique et thermique ainsi que les énergies renouvelables. L'optimisation amont/aval, la formation et la coopération régionale font également partie des champs de travail retenus.

Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'ONEE pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, ce projet éolien sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW (voir section 6.4.1.2 (« Énergies Nouvelles »)).

6.3.3.4.2.3 Sénégal

La crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais a conduit le gouvernement de ce pays à demander à EDF de l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

Aujourd'hui, l'intervention d'EDF porte sur la réhabilitation du parc de production de la Sénélec (Société nationale d'électricité du Sénégal), ce qui permettra de limiter l'utilisation des groupes de production les moins performants.

6.3.3.4.2.4 Cameroun

EDF développe le projet Nachtigal visant à une décision d'investissement à l'horizon 2015 pour la construction d'un barrage de 400 MW pour la vente d'énergie au Cameroun.

6.3.3.4.2.5 République du Congo

EDF a signé le 3 juin 2013 avec le ministère congolais de l'Économie et des Finances un contrat d'une durée de trois ans de prestations de services pour réduire les pertes techniques et commerciales de la société nationale SNE.

6.3.3.4.3 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent dans la zone Moyen-Orient à travers sa succursale EDF Abu-Dhabi, qui exerce des activités d'ingénierie et de consultance dans la réalisation d'ouvrages de transport, de *dispatchings* et d'études de réseaux aux Émirats arabes unis. Le Groupe est également intéressé par le développement de centrales de production d'électricité (« IPP ») et de dessalement d'eau de mer (« IWPP ») dans cette zone géographique.

6.3.3.4.3.1 Arabie Saoudite

EDF et AREVA ont ouvert un bureau commun à Riyad en juin 2012 en vue de répondre aux autorités saoudiennes, qui souhaitent développer une politique énergétique axée sur le remplacement des énergies fossiles par du nucléaire et des énergies renouvelables (solaire). Kacare (*King Abdallah City for Atomic and Renewable Energy*) est l'entité en charge du développement d'un programme de 17,6 GW nucléaire et de 41 GW solaire, à construire d'ici 2032, visant à couvrir 20 % des besoins électriques du pays.

6.3.3.4.3.2 Israël

En Israël, implantation récente du groupe, EDF Énergies Nouvelles construit près de 90 MWc nets (à fin 2013) par le biais de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Israël, qui a notamment noué un partenariat stratégique avec Arava Power, pionnier du solaire en Israël. Le total des capacités brutes en exploitation et en construction à fin 2013 est de 158,5 MWc (voir section 6.4.1.2 (« Énergies Nouvelles »)). EDF souhaite développer d'autres activités dans ce pays relatives à l'ingénierie, l'opération et la maintenance dans le cadre de projets de production d'électricité. C'est à cette fin que la filiale EDF International Israël Ltd. a été créée, le 10 février 2013. Cette ambition de développement avait été actée en 2012 dans un accord signé par EDF avec l'Israélien Israeli Electric Power (« IEC ») qui identifie les axes de coopération entre les deux sociétés.

6.3.3.4.4 Mission Accès à l'Énergie

Depuis 2001, le Groupe développe un programme d'accès à l'énergie dans les pays en développement. Dans les zones rurales souvent éloignées des réseaux électriques, le programme intervient par la création de sociétés de services énergétiques décentralisées. Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec des acteurs industriels internationaux tels que Total, et locaux tels que Calulo en Afrique du Sud, BPC (Botswana Power Corporation) au Botswana et Matforce au Sénégal, de manière à ce que ces derniers puissent prendre le relais pour assurer la pérennité quand EDF cédera ses parts, lorsqu'elle estimera que les conditions d'une exploitation rentable et durable seront réunies. Environ 80 % de l'investissement initial est financé par les institutions financières internationales, bailleurs de fonds sous forme de dons et de prêts, ou les États.

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services) est détenue à hauteur de 50 % par EDF et à hauteur de 15 % par un opérateur local Calulo, le solde de 35 % étant détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités via des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape. À fin 2013, KES alimente en énergie électrique, mais aussi en gaz domestique, environ 125 000 personnes pour un objectif de 270 000 dans les trois ou quatre prochaines années sur les deux provinces.

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC (Botswana Power Corporation), l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification rurale décentralisée par des systèmes essentiellement photovoltaïques sur

l'ensemble du territoire. EDF détient 45 % de BPC Lesedi, une filiale locale commune avec BPC. Cette entreprise est chargée de déployer le programme, avec un objectif de 360 000 personnes desservies d'ici cinq ans, en s'appuyant sur un réseau de franchisés. Elle alimente à ce jour 3 500 personnes.

Au Sénégal, EDF est actionnaire de la société ERA à hauteur de 70 %, accompagné de son partenaire local Matforce. ERA est opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, qui va démarrer la phase opérationnelle de son activité en 2014 suite à l'obtention fin décembre 2013 de la première tranche de la subvention de l'ASER¹, avec un objectif de 180 000 personnes d'ici trois à quatre ans. Elle alimente à ce jour environ 1 500 personnes dans le cadre des villages test.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2013 du groupe EDF sur le segment Autres activités² :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Thermique à flamme	2 140	30	3 105	21
Hydroélectrique	77	1	113	1
Autres renouvelables ⁽¹⁾	5 016	69	11 382	78
TOTAL	7 233	100	14 600	100

(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

6.4.1.1 Optimisation trading Groupe

6.4.1.1.1 Rôles et missions de la division Commerce Optimisation Trading Groupe

Afin de renforcer les coopérations entre les entités du Groupe dans les métiers Commerce, Optimisation et Trading, une nouvelle division appelée « Commerce Optimisation Trading Groupe » (COT) a été créée au début de l'année 2012. Ses missions sont les suivantes :

- animer le partage des bonnes pratiques dans les métiers Commerce, Optimisation et Trading, et identifier les synergies éventuelles ;
- regrouper certaines compétences spécifiques à une maille européenne, et plus particulièrement l'analyse des fondamentaux des marchés de l'énergie en Europe ;
- héberger les activités de structuration du portefeuille gaz et de ventes aux grands comptes européens du groupe EDF.

Tout en renforçant l'intégration des différentes entités géographiques dans les métiers concernés, le groupe EDF maintient une décentralisation et une responsabilisation des entités géographiques sur leurs résultats.

Dans le domaine de l'électricité, chaque entité pays est responsable de l'optimisation de son portefeuille amont/aval. Les coopérations entre les optimiseurs nationaux et EDF Trading ont été renforcées, afin de tirer un bénéfice plus fort des compétences d'EDF Trading. La division COT a pour mission de faciliter le renforcement de cette intégration, ainsi que d'identifier et de diffuser les bonnes pratiques entre entités géographiques dans le

domaine de l'optimisation. Elle a également des compétences d'analyse : analyse des fondamentaux des marchés énergies en Europe, production de scénarios de long terme de ces fondamentaux et caractérisation du profil de risque du portefeuille consolidé du Groupe.

En intégrant l'activité de structuration gaz, la division COT a vocation à favoriser l'optimisation paneuropéenne des actifs gaziers du Groupe. Cette entité dispose d'un portefeuille d'actifs « Groupe » et d'un cadre de délégation de gestion de risques conforme à la politique de Risques Groupe, et couvre en particulier ses risques marché par des transactions auprès d'EDF Trading, interface marché unique des entités locales et filiales. La division COT est également en charge de piloter le processus de structuration des actifs gaziers du Groupe : elle agrège les besoins en gaz des différentes entités du Groupe sur le moyen et long terme, que ce soit pour la vente au client final ou pour la production d'électricité, puis elle construit une structure cible pour le portefeuille (contrats, actifs physiques, capacités de transport, etc.) permettant de répondre à ces besoins dans les meilleures conditions économiques. Cette structure cible de portefeuille sert ensuite de cadre pour la négociation des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme et d'éventuels développements ou acquisitions d'actifs physiques.

Concernant le métier Commerce, tout en tenant compte de la dimension locale de ce métier, la division met en œuvre avec les entités concernées du Groupe des projets de coopération ciblés sur des questions qui relèvent de la dimension Groupe ou dans une perspective de moyen-long terme, par exemple dans les domaines des Systèmes d'Information, de l'utilisation d'Internet, des services d'efficacité énergétique ou des systèmes électriques intelligents.

1. ASER : Agence sénégalaise de l'électrification rurale.

2. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé pour chaque entité.

6.4.1.1.2 EDF Trading

EDF Trading est l'interface du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie. Il fournit des services d'optimisation et de gestion des risques. La société est présente sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, de la production de gaz et de GNL, du charbon, du fret pétrolier, et des produits liés à l'environnement. Elle gère également des activités commerciales et industrielles de détail en Amérique du Nord (voir section 6.3.3.2.2.3 (« EDF Trading en Amérique du Nord »)). En 2013, EDF Trading a négocié environ 3 320 TWh d'électricité (Europe et États-Unis), 412 milliards de thermies de gaz naturel, 666 millions de tonnes de charbon et 380 millions de tonnes de CO₂ (en certificats d'émission). EDF Trading est l'un des acteurs majeurs sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz et du charbon en Europe. C'est l'un des plus importants prestataires de services de gestion de l'énergie auprès des producteurs d'électricité aux États-Unis et le cinquième vendeur de gaz en Amérique du Nord. Ses activités de négoce sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT et d'autres entités du Groupe.

EDF Trading possède des bureaux en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Son siège social est situé à Londres. La société emploie environ 1 000 salariés.

Filiale à part entière d'EDF, elle est régie par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (*Financial Conduct Authority*).

6.4.1.1.2.1 Marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe. La société gère les contrats d'exportation d'électricité à long terme d'EDF et joue un rôle prépondérant dans l'optimisation et la couverture du portefeuille de production et de vente d'EDF en Europe. EDF Trading propose des services de gestion des risques dont, entre autres, des instruments de couverture structurés à court et à long terme. En 2013, EDF Trading a étendu ses activités de tenue de marché à travers l'Europe en favorisant la liquidité dans un éventail plus large de marchés.

6.4.1.1.2.2 Marché européen du gaz

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe. Il gère les actifs physiques d'EDF et des autres entités du Groupe dédiés au gaz, notamment la production, le transport, la regazéification, l'approvisionnement à long terme et le stockage, ce qui lui permet de fournir au Groupe et aux tiers des solutions complètes en matière de marché de gros de gaz.

EDF Trading collabore avec les entités du Groupe afin d'optimiser leurs actifs à court terme. En 2013, EDF Trading a conçu sa première option « *NBP calendar spread option* » en Europe, qui permet aux *utilities* de se protéger contre la fluctuation des prix du gaz entre les mois d'hiver et ceux d'été. Cette option est la première du genre sur le marché européen. EDF Trading fournit également des données sur les fondamentaux du marché du gaz aux équipes de *trading* et à l'ensemble du groupe EDF.

6.4.1.1.2.3 Produits environnementaux

EDF Trading opère sur les marchés du carbone, de la biomasse, de l'énergie verte et des dérivés climatiques en Europe. Acteur majeur dans la négociation des crédits carbone (« CER », « ERU »), il gère un vaste portefeuille de projets liés au mécanisme pour un développement propre (« MDP »). EDF Trading négocie également une large gamme de produits environnementaux comprenant les certificats d'énergies renouvelables (« REC »), le biogaz, les émissions sur le RGGI et le marché du carbone californien, ainsi que les dérivés climatiques aux États-Unis. Il compte également parmi les principaux fournisseurs de biomasse au Royaume-Uni et en Pologne. En 2013, face à la hausse de la demande industrielle, l'unité de production de biomasse d'EDF Trading implantée en Allemagne a modernisé sa production afin de proposer des granulés de bois de grande qualité. EDF Trading a étoffé son

offre de dérivés climatiques en intégrant des « quantos » (*weather contingent commodity options*). La société a également signé un contrat d'achat de REC solaires et d'optimisation d'actifs avec l'un des principaux promoteurs américains d'énergie solaire, ainsi que l'une des plus importantes ventes structurées de contrats à terme de quotas d'émissions sur le marché du carbone californien, qui est en plein développement.

6.4.1.1.2.4 Gaz naturel liquéfié (« GNL »)

EDF Trading propose une gamme complète de services liés au GNL, dont l'approvisionnement et la livraison, ainsi que l'attribution aux réseaux adéquats. Il développe aujourd'hui des activités GNL connectées à ses activités de production de gaz. En 2013, EDF Trading s'est engagé dans une joint venture avec Exmar pour développer des terminaux flottants de liquéfaction de gaz naturel dans le but de développer des opportunités d'exportation de GNL en Amérique du Nord.

6.4.1.1.2.5 Négoce de charbon et fret

EDF Trading mène des activités pleinement intégrées de charbon et de fret, en s'appuyant sur de nombreuses sources d'approvisionnement dans le monde entier. En 2013, sa joint venture créée avec EDF Paliwa (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)) pour l'approvisionnement et l'optimisation des besoins en charbon et en biomasse des centrales polonaises du Groupe est devenue opérationnelle. La joint venture Chubu, basée à Singapour, a réalisé sa première vente à une compagnie d'électricité japonaise. Par ailleurs, EDF Trading a reçu les premières livraisons de charbon provenant de la mine de Narrabri en Australie, dans laquelle elle détient une participation minoritaire.

6.4.1.1.2.6 Commercialisation et transport de pétrole

En 2012, EDF Trading a lancé une offre de services de transport et de commercialisation de pétrole. Aujourd'hui disponibles en Amérique du Nord, ces services sont effectifs dans les principaux États du pays producteurs de pétrole : Texas, Louisiane, Oklahoma, Utah et Wyoming. Ils offrent toute l'expertise nécessaire pour l'achat de pétrole à la tête de puits et la livraison par voie ferroviaire, pipeline ou camion.

6.4.1.1.2.7 Marchés nord-américains

Voir section 6.3.3.2.2.3 (« EDF Trading en Amérique du Nord »).

6.4.1.2 Énergies nouvelles

Les énergies renouvelables¹, notamment les nouvelles filières (éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines, etc.), connaissent un développement très soutenu, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis.

La capacité cumulée installée atteignait 318 GW d'éolien dans le monde à fin 2013, dont plus de 60 GW aux États-Unis et environ 120 GW en Europe. Au cours de l'année 2013, 35 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 16 GW en Chine².

Pour le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établissait à plus de 140 GW fin 2013, dont près de 40 GW de nouvelles capacités construites en 2013³. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables. L'hydraulique est en effet proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés, même s'il conserve des perspectives de développement importantes dans d'autres régions du monde (sur les 99 GW de développement de nouvelles capacités en renouvelable anticipés chaque année dans le monde, environ 27 GW sont des capacités hydrauliques⁴).

1. Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.

2. Source : *Global Wind Statistics 2013*.

3. Source : *Bloomberg New Energy Finance, Generation capacity*.

4. Source : *Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2013, scénario New Policies*.

Le groupe EDF figure parmi les cinq leaders mondiaux en matière d'énergies renouvelables grâce à un parc installé de près de 28 GW (principalement en hydraulique). Il a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables, et en priorité la production éolienne et solaire. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.6.2 (« Politique de développement durable »)).

6.4.1.2.1 Présentation des énergies nouvelles

L'énergie éolienne

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. On distingue :

- l'éolien terrestre (*on-shore*). Il s'agit d'une filière mature, qui s'approche aujourd'hui de la compétitivité avec les filières conventionnelles, voire l'atteint dans certaines zones (Brésil notamment). Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans la plupart des pays (voir section 6.5.3 (« Législation relative au marché de l'électricité »)). Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. En moyenne, chaque éolienne a une puissance de 2 MW, et on observe une croissance régulière de cette puissance.

La France occupait en 2013 le cinquième rang européen en termes de capacité installée (derrière l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Italie).

Le vecteur dédié du développement de cette énergie au sein du groupe EDF est EDF Énergies Nouvelles, qui s'appuie sur les compétences internes de ses équipes pour la mise en place opérationnelle et le suivi technique des différentes technologies ainsi que sur la Recherche et Développement et les ingénieurs d'EDF. Les filiales EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation. La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 11,3 TWh en 2013 ;

- l'éolien maritime (*off-shore*). Considéré comme une filière en plein développement, l'éolien *off-shore* est plus onéreux en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre. L'exploitation-maintenance en mer est également plus difficile, et les opérateurs ont moins de retour d'expérience que sur l'*on-shore*. Les atouts de cette filière sont la puissance unitaire supérieure des éoliennes (3 à 6 MW) ainsi que le productible plus élevé du fait de vents plus réguliers (1 MW installé produit 3 à 4 GWh). La filière est engagée dans un processus d'apprentissage qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *off-shore*. Les perspectives de développement de l'éolien *off-shore* sont considérables. L'Europe envisage ainsi de construire près de 44 GW¹ de capacités d'éolien maritime d'ici 2020, dont près de 13 GW en Grande-Bretagne et 6 GW en France. Pour atteindre ce dernier objectif, le gouvernement français a lancé en janvier 2011 un premier appel d'offres, qui vise la mise en service avant 2020 de 3 GW d'éolien maritime. Le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles a remporté trois des quatre sites attribués, soit près de 1 500 MW. Un deuxième appel d'offres est en cours pour 1 000 MW supplémentaires (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

L'énergie solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement du solaire photovoltaïque est de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Chaque cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, sous l'exposition à la lumière, génère de l'électricité. Les cellules sont regroupées dans des modules ou panneaux photovoltaïques.

Deux technologies dominent le marché : la technologie du silicium cristallin, la plus répandue, et les couches minces, technologie plus récente et dont le coût de fabrication est moindre, mais avec un rendement inférieur.

Le solaire photovoltaïque trouve deux types d'utilisation : soit il est raccordé au réseau électrique, soit il permet d'apporter de l'électricité à des sites isolés. Le photovoltaïque raccordé au réseau connaît une croissance continue dans le monde sur deux marchés, les centrales au sol et le solaire résidentiel sur toitures et bâtiments.

C'est la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte la stratégie de développement du groupe EDF dans l'énergie solaire. La filiale dispose ainsi de 645,5 MWc bruts en service au 31 décembre 2013. Elle est positionnée sur les deux marchés des centrales au sol et des toitures. EDF ENR PWT (marque Photowatt), sa filiale depuis 2012, est présente sur le segment de la production de modules à base de silicium.

Marqué par une réduction des soutiens publics dans plusieurs pays européens et par la forte pression sur les prix des concurrents chinois, le marché du solaire a connu en 2013 la disparition de nombreux acteurs européens.

En 2012, le marché du photovoltaïque a connu en France un essor important, la capacité raccordée étant passée de 2 924 MW au 31 décembre 2011 à 4 058 MW au 31 décembre 2012, soit plus de 1 GW. En 2013, la croissance s'est ralentie en France, avec un peu plus de 400 MW raccordés sur les trois premiers trimestres².

Le coût de la production d'électricité d'origine solaire, encore élevé, a considérablement baissé ces dernières années et a été divisé par deux en moins de cinq ans. Il reste néanmoins de grandes marges de progression qui reposent sur l'innovation et sur une rupture technologique. L'un des principaux enjeux de la recherche sur l'énergie solaire consiste à développer des technologies susceptibles de réduire fortement le coût de production.

EDF Énergies Nouvelles poursuit cet objectif par l'intermédiaire de ses participations dans la société PV Alliance, qui travaille sur la recherche de cellules silicium à haut rendement, et dans la société Nexcis, spécialisée dans les couches minces. EDF R&D conduit également sur son site de Chatou, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (« IRDEP »), constitué en partenariat avec le CNRS et l'ENSCP (École nationale supérieure de chimie de Paris), des recherches sur les technologies photovoltaïques.

La biomasse et le biogaz

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou à exploiter des forêts dédiées pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Les biocombustibles sont d'origines très diverses. Il existe trois catégories de filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales (bois, résidus agricoles) ou animales, les installations de production de biogaz (gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales) et les installations d'incinération d'ordures ménagères.

Dans le domaine de la biomasse, EDF Énergies Nouvelles exploite plus de 61 MW bruts : une usine de 26 MW bruts à Lucena (Andalousie) valorisant les résidus issus de l'exploitation d'oliveraies par l'intermédiaire de sa filiale espagnole, à laquelle s'ajoute en 2013 une nouvelle centrale de 35,6 MW bruts (Pinelands) de sa filiale, EDF Renewable Energy, aux États-Unis.

Dans le domaine du biogaz, EDF Énergies Nouvelles a une capacité de 69,7 MW bruts : 19,7 MW bruts en service en Europe par l'intermédiaire de sa filiale Verdesis, et une centrale de 50 MW bruts (Beacon) de sa filiale américaine, EDF Renewable Energy, aux États-Unis.

1. Source : European Environment Agency, Renewable Energy Productions as published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, février 2011.

2. Source : Commissariat général au développement durable, Tableau de bord éolien-photovoltaïque, troisième trimestre 2013.

En Pologne, EDF exploite plusieurs installations de co-combustion (incorporation de biomasse dans le combustible fossile) pour une capacité totale de 104 MW.

Par le biais de ses participations, notamment dans le groupe Dalkia (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)), le groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible. EDF détient également une participation majoritaire dans la société Tiru, qui valorise la biomasse via l'incinération de déchets ménagers organiques et de déchets verts. Ses usines représentent une puissance installée totale de 101 MW au total dont 51 MWe assimilés à des ENR (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)).

L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, d'eau ou de vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres.

La vapeur d'eau extraite du sous-sol est aussi utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels Électricité de Strasbourg, EnBW et des énergéticiens allemands) dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz en Alsace (voir section 6.4.1.5 (« Électricité de Strasbourg »)).

La France dispose également de ressources de haute température situées dans les départements d'outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment au travers de sa participation minoritaire dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est en charge au sein du groupe EDF de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du groupe EDF ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire (voir ci-dessus), l'un des domaines plus particulièrement explorés par le Groupe. Elles recouvrent un éventail de technologies dont il faut tester la validité technique et évaluer l'efficacité avant d'envisager de les développer à une échelle industrielle, au même titre que l'éolien ou le solaire.

Dans le cadre des énergies marines, deux grands projets sont actuellement en cours de développement :

- les hydroliennes : turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. EDF a construit un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat, dans les Côtes-d'Armor. Ce prototype a été mis à l'eau au cours de l'été 2012 et devrait prochainement entrer dans une deuxième phase de test avec la première production d'électricité. L'objectif de ce projet, qui comprendra à terme quatre hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec DNCS, premier constructeur européen de navires militaires, examine les applications industrielles de production d'électricité à partir d'hydroliennes et développe le projet « Normandie Hydro », ferme de plus grande puissance basée dans le raz Blanchard, au large du Cotentin ;

- l'éolien en mer flottant : EDF Énergies Nouvelles a sélectionné la technologie VertiWind et s'est associé à l'industriel Technip, porteur du projet en charge de la partie « flottaison », et à la *start-up* lilloise Nénuphar pour la fabrication de la turbine. Le projet « Provence Grand Large », parc pilote en Région PACA basé sur cette technologie, a été sélectionné par la Commission européenne et bénéficie d'une aide importante.

6.4.1.2.2 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF est entré au capital d'EDF Énergies Nouvelles en 2000, et à la date de dépôt du présent document de référence détient, directement et indirectement, 99,9 % du capital de la société (0,1 % étant détenu par les salariés).

La société EDF Énergies Nouvelles a depuis profondément évolué, devenant en quelques années l'un des acteurs majeurs de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, figurant parmi les acteurs de référence dans ses principales zones d'implantation : l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest et du Sud.

EDF Énergies Nouvelles est ainsi devenu le pôle d'expertise et de développement du groupe EDF principalement dans les domaines de l'éolien et du solaire photovoltaïque. Les résultats financiers des filiales dédiées au renouvelable sont intégrés dans les résultats d'EDF Énergies Nouvelles.

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (« DVAS »), qui consiste principalement à construire des projets destinés à être cédés à des tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Avec un développement centré sur l'éolien et sur le solaire photovoltaïque (qui représentent plus de 95 % des capacités installées), le groupe EDF Énergies Nouvelles est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables : biogaz, biomasse, biocarburants, énergies de la mer et petite hydraulique (211,5 MW bruts à fin 2013). EDF Énergies Nouvelles est présent également dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire distribué).

Historiquement, EDF Énergies Nouvelles s'est développé sur deux zones géographiques : l'Europe de l'Ouest et du Sud (notamment France, Royaume-Uni, Italie et Portugal) et l'Amérique du Nord avec les États-Unis, le Canada ainsi que le Mexique. En 2012, le Groupe a pris position dans des nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Maroc, Israël et la Pologne. En 2013, ce développement s'est poursuivi dans ces pays et une nouvelle implantation solaire en Inde a été annoncée en décembre 2013. Elle est réalisée par le biais d'une prise de participation de 25 % dans une joint venture indienne en partenariat avec ACME Cleantech Solutions Limited.

Au 31 décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles dispose d'une capacité installée brute de 6 611,2 MW, d'une capacité installée nette de 4 764,3 MW et de 1 578 MW nets en cours de construction.

Le tableau suivant présente ces capacités par filière et par pays :

Capacité installée (en mégawatts)	Au 31/12/2013		Au 31/12/2012	
	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
Éolien				
États-Unis	1 662,3	1 546,7	1 805,8	1 642,1
France	773,9	522,3	383,3	376,7
Italie	548,4	354,6	525,0	342,9
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	340,5	314,2	316,5	289,2
Canada	265,0	265,0	218,0	218,0
Royaume-Uni ⁽³⁾	494,2	239,1	269,7	184,5
Turquie	447,3	193,9	311,2	112,8
Mexique	331,5	199,5	89,5	89,5
Pologne	48,0	48,0	48,0	48,0
Belgique ⁽⁴⁾	325,2	29,7	214,5	19,6
Allemagne	3,0	3,0	3,0	3,0
Total éolien	5 735,0	4 018,9	4 680,3	3 629,2
Solaire				
France	207,8	151,7	218,1	190,2
États-Unis	148,4	148,4	4,9	4,9
Italie	99,5	95,5	122,8	102,1
ENR	82,4	54,3	66,1	39,4
Espagne	57,4	46,9	50,3	37,9
Canada	23,4	23,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	11,6	11,6
Israël	14,5	9,9		
Total solaire	645,5	542,3	497,3	409,6
Autres filières				
Hydraulique	80,2	77,4	84,2	81,4
Biogaz	69,7	65,2	64,9	63
Biomasse - cogénération	80,8	60,5	45,2	24,9
Total autres filières	230,7	203,1	194,3	169,3
TOTAL	6 611,2	4 764,3	5 371,9	4 208,1

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Énergies Nouvelles est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Énergies Nouvelles.

(3) EDF Énergies Nouvelles détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy). En conséquence, la capacité nette indiquée de 239,1 MW n'inclut que 50 % des capacités éoliennes de EDF Energy Renewables.

(4) Il s'agit de mégawatts en éolien off-shore exclusivement.

EDF Énergies Nouvelles employait 3 050 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2013.

Filière éolienne

Éolien terrestre (on-shore)

Au cours de l'année 2013, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en augmentant de 882,3 MW bruts ses capacités de production éolienne et totalisant ainsi, au 31 décembre 2013, 5 347,8 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2013 le chiffre de 778,9 MW bruts (en incluant les parcs construits pour compte de tiers).

En France, EDF Énergies Nouvelles a considérablement renforcé son portefeuille éolien à la fois par des mises en service et par des acquisitions et des partenariats.

Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition des parcs d'Iberdrola en France, opération qui a été menée avec un consortium composé d'EDF Énergies Nouvelles (part de 20 %), MEAG et General Electric. EDF Énergies Nouvelles est en charge de l'exploitation-maintenance de ces 30 parcs (305 MW). L'acquisition de l'activité éolienne France de Séchilienne Sidéc a également été annoncée en début d'année, avec une puissance installée de 56,5 MW. Par ailleurs, EDF Énergies Nouvelles a signé en juillet un partenariat avec une filiale du groupe Mitsubishi Corporation pour la construction de 4 parcs (72 MW au total, mise en service prévue pour 2014). Enfin, EDF Énergies Nouvelles a réalisé en France la mise en service des parcs de Fraissier-sur-Argoût (23 MW) dans l'Hérault, de Portes-de-Champagne (12,3 MW) dans la Marne et de Pouzols (5,1 MW) dans l'Hérault.

Au Mexique, les parcs de Bii Stinu (164 MW), détenu à 50 % par le groupe japonais Mitsui & Co, et celui de Santo Domingo (100 MW) ont été mis en service.

Au Canada, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi ses mises en service de parcs au Québec, avec la deuxième partie de Lac-Alfred (300 MW au total). Ces parcs font partie des sept projets éoliens d'un programme de 1 003 MW remporté dans le cadre des appels d'offres d'Hydro-Québec. Le projet éolien de Blackspring Ridge (300 MW) dans la province d'Alberta a également été acquis par EDF EN Canada, en partenariat avec la société Enbridge.

En Europe, EDF Énergies Nouvelles a notamment mis en service les parcs de Fallago Rig au Royaume-Uni (144 MW), Santa Luce en Italie (23,4 MW) ainsi que celui de Geycek (93,2 MW – mise en service partielle) en Turquie.

De nombreux chantiers ont débuté en 2013, principalement en Amérique du Nord, au Canada et aux États-Unis, pour plus de 1 000 MW, ainsi qu'en Pologne, en France, en Turquie et au Royaume-Uni. Au total, les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 615,7 MW bruts au 31 décembre 2013.

Dans le cadre de son développement à l'international, EDF Énergies Nouvelles a annoncé en 2012 de nouvelles implantations dans des pays à fort potentiel éolien dont le développement s'est poursuivi en 2013.

En Pologne, au travers d'EDF EN Polska, détenue à 100 %, 48 MW sont en exploitation, 94,7 MW bruts sont en construction et des développements sont à l'étude.

En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles a également pris position sur le marché éolien en étant retenu par le Département de l'Énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud, lancé en août 2011. La construction d'un de ces trois projets a débuté fin 2013 et devrait être achevée en 2015.

Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable (« ONEE ») pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, le projet éolien de Taza sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 437,6 MW d'éolien terrestre ont été cédés, principalement en Amérique du Nord (Canada, États-Unis et Mexique) et au Royaume-Uni.

Éolien maritime (off-shore)

L'éolien *off-shore* représente pour les années à venir un potentiel de développement relai, principalement en Europe de l'Ouest.

En France, la clôture des débats publics des trois projets remportés en 2012 a eu lieu en septembre 2013, avec un bilan sur les échanges et la publication de comptes-rendus. En octobre 2013, les sociétés des trois sites lauréats ont chacune indiqué pouvoir poursuivre les trois projets conformément à l'offre tarifaire initiale, aux options techniques et au calendrier présenté en 2012 dans les dossiers de candidatures.

Après ses premiers succès en France, EDF Énergies Nouvelles associé à wpd offshore a choisi de répondre au second appel d'offres français, en partenariat exclusif avec Alstom pour la fourniture des éoliennes. La réponse à ce deuxième appel d'offres porte sur les projets des îles d'Yeu et de Noirmoutier (Vendée – 480-500 MW) et du Tréport (480-500 MW). Les résultats seront connus au printemps 2014, et la construction des deux parcs est prévue entre 2021 et 2023.

En Belgique, EDF Énergies Nouvelles est actionnaire (à hauteur de 9,14 %, à travers sa filiale EDF Énergies Nouvelles Belgium) du parc de Thornton Bank, détenu par C-Power. La construction du parc, qui avait démarré en 2008, a pris fin en juillet, avec l'achèvement de la troisième tranche des travaux et l'installation de la 54^e turbine.

Au Royaume-Uni, le parc éolien *off-shore* de Teesside, d'une capacité de 62 MW, détenu à 100 % par EDF Energy Renewable, filiale à 50/50 d'EDF Energy et d'EDF Énergies Nouvelles, a été achevé cet été. Ce chantier de référence positionne le groupe EDF comme un acteur clé de l'éolien *off-shore* en Europe.

Filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, son deuxième axe de développement. Au 31 décembre 2013, la capacité solaire installée s'élève à 645,5 MWC bruts.

L'année 2013 a été marquée par la mise en service de la méga-centrale solaire de Catalina Solar, située dans le désert de Mojave en Californie (143 MWC). Il s'agit de la plus grande centrale photovoltaïque jamais construite par EDF Énergies Nouvelles.

EDF Énergies Nouvelles Outre-Mer a lancé par ailleurs la construction du projet solaire de Toucan (5 MWC) en Guyane, un projet novateur qui associe une centrale photovoltaïque à du stockage d'énergie. Des batteries permettent d'ajuster à la hausse ou à la baisse la production photovoltaïque afin de respecter la prévision quotidienne fournie par EDF EN au gestionnaire de réseau. La mise en service est prévue pour 2014.

Les mises en service ont totalisé en 2013 169,6 MWC bruts.

Enfin, en Israël, implantation récente du groupe, EDF Énergies Nouvelles construit près de 90 MWC nets (à fin 2013) par le biais de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Israël, qui a notamment noué un partenariat stratégique avec Arava Power, pionnier du solaire en Israël, et le total des capacités brutes en exploitation et en construction est de 158,5 MWC.

Par ailleurs, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le 5 décembre 2013 le développement de ses activités dans un nouveau pays à fort potentiel, l'Inde, en association avec la société indienne ACME Cleantech Solutions Limited. La société commune, basée en Inde et détenue à 25 % par EDF Énergies Nouvelles, est dédiée au développement, à la construction et à l'exploitation de projets solaires en Inde.

Au 31 décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles dispose d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 191 MWC bruts, notamment en Israël.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 38,7 MWC de solaire photovoltaïque ont été cédés, principalement en France.

Filière Exploitation & Maintenance

EDF Énergies Nouvelles, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de ses installations. Cette activité a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, le groupe EDF Énergies Nouvelles exploite plus de 9 000 MW à fin décembre 2013. La croissance de cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs éoliens et par la reprise de parcs existants exploités par les turbiniers qui arrivent au terme de leur contrat.

À cet égard, EDF Énergies Nouvelles est l'acteur numéro 1 de l'exploitation-maintenance aux États-Unis avec sa filiale EDF Renewable Energy (ex-enXco). Ainsi, EDF Renewable Services a remporté en avril 2013 un contrat d'exploitation-maintenance pour le parc éolien d'Edom Hills (20 MW) en Californie.

Filière des énergies réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles depuis le 30 juin 2012, a poursuivi le recentrage de ses activités sur le solaire photovoltaïque via ses principales filiales :

- EDF ENR PWT, filiale détenue à 100 %, a poursuivi son activité dans un contexte de marché difficile, en bénéficiant principalement de débouchés au sein du groupe EDF EN. En février 2013, EDF ENR PWT (marque Photowatt) a reçu la certification « made in Europe » pour

ses panneaux et ses cellules. Elle figure parmi les premiers fabricants européens de panneaux solaires certifiés par les organismes accrédités Certisolis et LCIE (bureau Veritas). En outre, le Groupe a financé un programme d'investissements visant à augmenter le rendement des cellules et à diminuer les coûts. L'année 2013 est également marquée par la relocalisation en France de l'activité d'assemblage des modules, ce qui va faire d'EDF ENR PWT un industriel « 100 % made in France » et l'un des deux principaux fabricants intégrés dans l'Union européenne réalisant toutes les étapes de fabrication, du silicium purifié aux modules photovoltaïques ;

- EDF ENR Solaire, filiale détenue à 100 %, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France. Avec plus de 12 000 clients particuliers et plus de 600 réalisations chez les professionnels et les collectivités, EDF ENR est un acteur important du solaire photovoltaïque en toitures en France.

EDF ENR poursuit également une politique d'innovation sur le photovoltaïque dans le cadre de ses activités de R&D avec EDF ENR PWT et EDF ENR Solaire et via notamment sa participation dans Nexcis (développement d'une technologie « couches minces »).

Enfin, EDF ENR est producteur d'électricité verte avec environ 30 MW répartis sur plus de 200 centrales photovoltaïques en toitures qu'elle détient en propre en France métropolitaine.

Les régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire et de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne et solaire

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire en vigueur au 31 décembre 2013 dans chacun des principaux pays dans lesquels EDF Énergies Nouvelles et ses filiales développent leur présence :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Canada	Mécanisme d'incitation fiscale pour les investisseurs en capital dans les sociétés productrices d'énergies (« FTS ») Contrats d'achat long terme signés avec les services locaux ou fixés par appels d'offres En Ontario, les obligations d'achat pour l'éolien ont pris fin en 2013 et seront remplacées à partir de 2014 par des mises en concurrence.
États-Unis	Crédit d'impôt (<i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires et les parcs éoliens) Amortissement accéléré Quotas obligatoires d'énergie renouvelable (<i>Renewable Portfolio Standards</i>) fixés dans 29 États et le district de Columbia
France	Obligation d'achat (contrats non renouvelables de 15 ans pour l'éolien ou de 20 ans pour le solaire, conclus avec EDF ou un distributeur non nationalisé à des prix réglementés) Appels d'offres Mesures fiscales incitatives fortement réduites depuis le moratoire de 2011
Italie	Pour l'éolien : mécanisme de <i>feed-in tariff</i> attribué par le biais d'enchères inversées pendant les 20 premières années d'exercice (dans la limite de certains contingents annuels de mise en service) Pour le photovoltaïque : plus de mécanisme de soutien aux nouvelles initiatives photovoltaïques (plafond prévu par le 5 ^e « Conto Energia » atteint en 2013)
Royaume-Uni	Obligation d'achat des certificats verts (<i>Renewables Obligation Certificate</i>) ; entrée en vigueur en 2002 dans le cadre de la loi <i>Utilities Act</i> (2000) Mécanisme complémentaire de taxe sur la consommation d'électricité (<i>Climate Change Levy</i>)

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne en vigueur au 31 décembre 2013 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne
Canada	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (« PPA ») négociés avec les <i>utilities</i> locales ou par appel d'offres Tarif d'achat fixe sur 20 ans dans l'Ontario remplacé à partir de 2014 par des mises en concurrence
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (« PPA ») négociés avec les <i>utilities</i> locales
France	Éolien <i>on-shore</i> : Tarifs applicables pour la métropole et la Corse aux installations situées à terre mises en service après le 26 juillet 2006 : 8,2 centimes d'euros par kilowattheure les 10 premières années. Pour les 5 années suivantes, tarif entre 8,2 et 2,8 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 10 premières années d'exploitation. Pour les DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte, un tarif unique à 0,11 €/kWh a été fixé. Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle partiellement indexée sur l'inflation. Éolien <i>off-shore</i> : Système d'appels d'offres

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne
Italie	Depuis le 1 ^{er} mai 2013, les parcs éoliens mis en service bénéficient d'un <i>feed-in tariff</i> attribué par le biais d'enchères inversées. Le prix plancher (« <i>floor</i> ») était fixé à 127 €/MWh pour 2013, et sera diminué de 2 % par an pour 2014 et 2015 (pour un contingent annuel de mises en service de 500 MW). Les parcs éoliens mis en service avant le 1 ^{er} mai 2013 bénéficient de l'ancien régime des « certificats verts » jusqu'à fin 2015, le prix du certificat vert étant ainsi calculé : (180 €/MWh – prix de l'électricité) × 78 %. À partir de 2016, le mécanisme sera remplacé par un <i>feed-in tariff</i> calculé selon les mêmes modalités et ce jusqu'à la fin de la période de soutien.
Mexique	Prix fixés dans le cadre de <i>Self Supply Agreements</i> (« SSA ») négociés avec les clients finals
Royaume-Uni	Système de quotas d'énergie renouvelable dans l'électricité fournie par les <i>utilities</i> . Les fournisseurs obtiennent des « certificats d'obligation » (<i>Renewables Obligation Certificates</i>) soit en produisant eux-mêmes l'électricité d'origine renouvelable, soit en acquérant auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Le non-respect du quota d'énergies renouvelables entraîne une pénalité (<i>Buy Out Price</i>) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables (<i>Buy Out Fund</i>), ce qui représente une rémunération supplémentaire. Concernant la <i>Climate Change Levy</i> , taxe sur le changement climatique, les compagnies peuvent en être exemptées en signant des accords volontaires ou en se fournissant auprès d'un producteur d'électricité d'origine renouvelable. Suivant le même principe que les certificats verts, les producteurs d'ENR reçoivent un certificat d'exemption pour chaque MWh généré. Les certificats verts, la redistribution du revenu des amendes et les certificats d'exemption liés à la taxe sur la consommation d'électricité accroissent le prix de vente des ENR aux distributeurs :

Prix de vente de l'électricité (en €/MWh)	Éolien terrestre	Éolien en mer
2012-2013	93,83	137,53

Le Royaume-Uni travaille à la mise en place d'un nouveau système (« FIT CfD », pour *Feed-in Tariffs with Contracts for Differences*) qui s'appliquera à d'autres formes de production d'électricité à faible émission de carbone. Les nouveaux contrats seront conçus pour donner aux producteurs d'électricité à bas carbone une plus grande certitude de leurs revenus sur le long terme (15 ans). Ils recevront un supplément de paiement lorsque le prix de marché de l'électricité (le prix de référence) sera inférieur à un prix convenu, et devront rembourser lorsque le prix du marché passera au-dessus de ce prix. Les producteurs auront à négocier séparément avec un tiers la vente de leur électricité. Le FIT CfD sera mis en service en 2014, mais jusqu'en 2017, les nouveaux générateurs pourront choisir entre l'actuel système des RO et les nouveaux tarifs. Les centrales existantes continueront à être subventionnées sous le système des RO dont la fin est prévue pour 2037. Le 4 décembre 2013, les *strike prices* (prix d'exercice) pour les énergies renouvelables ont été publiés :

Technologies	Éolien terrestre	Éolien en mer	Éolien sur les îles (Écosse)
2014-2015	95	155	
2015-2016	95	155	
2016-2017	95	150	
2017-2018	90	140	115
2018-2019	90	140	115

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de source solaire en vigueur au 31 décembre 2013 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales Tarifs d'achat fixés dans certains États (dont la Californie) pour des parcs de petite taille et pour des volumes limités ITC (<i>Investment Tax Credit</i>) reconduit jusqu'en décembre 2016
France	Modifications importantes depuis 2011 Appels d'offres pour les installations au sol et intégré au bâti supérieur à 100 kWc Pour les projets de moins de 100 kWc ajustement trimestriel du tarif en fonction du nombre de projets réalisés le trimestre précédent avec une cible annuelle de 500 MWc
Italie	Il n'existe plus de mécanisme de soutien destiné aux nouvelles initiatives photovoltaïques.

6.4.1.3 Services énergétiques

Le pôle Services énergétiques du groupe EDF a été constitué en 2013 et regroupe l'ensemble des activités de services énergétiques aux clients entreprises et collectivités, principalement en Europe. Les offres de services énergétiques associées comprennent le conseil et la conception de solutions, la réalisation des travaux ainsi que l'exploitation et la maintenance des installations.

Le groupe EDF a l'ambition de développer ses activités de services énergétiques pour accompagner, dans la durée, ses clients et les territoires dans leurs projets énergétiques avec des offres claires, transparentes et innovantes, comprenant des engagements de performance, des solutions de financement et des systèmes de management de l'énergie.

Le groupe EDF se positionne sur cinq axes de développement prioritaires :

- les grands projets pour les gros sites industriels ;
- l'efficacité énergétique pour les bâtiments publics et les entreprises tertiaires et industrielles ;
- la production locale d'énergie et les réseaux de chaleur associés ;
- l'éclairage public ;
- la mobilité électrique.

Le groupe EDF a réalisé 920 millions d'euros de chiffre d'affaires dans les services énergétiques auprès des clients entreprises et collectivités en Europe en 2013.

Ce chiffre d'affaires est notamment réalisé par trois importantes filiales de spécialité, EDF Fenice (425 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2013) sur les prestations de services énergétiques sur les gros sites industriels (voir section 6.3.2.4 (« EDF Fenice »)), EOS (122 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2013) sur les prestations d'efficacité énergétique dans les bâtiments publics et en accompagnement des entreprises (voir section 6.2.1.2.2.6 (« Les filiales de services au service de la stratégie de la Direction Commerce »)) et Tiru (235 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2013) sur la valorisation de déchets.

Tiru

La société Tiru est une filiale à 51 % du groupe EDF spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets sous forme d'électricité et de vapeur destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels. Pionnier des énergies renouvelables, Tiru est un producteur d'énergie verte depuis 1922 : il conçoit, construit et exploite des unités de valorisation énergétique des déchets.

En 2013, ses 19 unités de traitement thermique et biologique implantées en France et au Canada ont vendu près de 2,55 TWh d'électricité et de vapeur, dont 50 % d'énergie verte, à partir de 3 millions de tonnes de déchets traités. Les unités de valorisation matière du groupe Tiru implantées en France et à l'international valorisent 340 000 tonnes d'autres déchets (tri/recyclage et compostage). Grâce au groupe Tiru, chaque année, 293 000 habitants sont chauffés et 620 000 habitants alimentés en électricité, soit une économie de 1,6 million de barils de pétrole et 703 000 tonnes de CO₂ évitées.

6.4.1.4 Dalkia

Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un produit des activités ordinaires¹ de 7,410 milliards d'euros en 2013 sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France (99,93 %), Dalkia International (75,81 %) et Dalkia Investissement (50 %). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

Activités de Dalkia

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités améliorant l'efficacité énergétique et environnementale des territoires et clients industriels : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multitechniques des bâtiments, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, et gestion de l'éclairage public au travers de sa filiale Citelum.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

Détails des participations d'EDF dans le groupe Dalkia

Au 31 décembre 2013, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de Dalkia, la *holding* du groupe. Le solde du capital de Dalkia, soit 66 %, est détenu par Veolia Environnement. EDF détient également, au 31 décembre 2013, directement environ 24 % du capital de Dalkia International et 50 % du capital de Dalkia Investissement.

EDF détenait par ailleurs une participation d'environ 4 % du capital de Veolia Environnement, cédée le 26 novembre 2013.

Accords de partenariat avec Veolia Environnement

Le partenariat entre EDF et Veolia Environnement au sein du groupe Dalkia est régi par un ensemble de contrats conclus le 4 décembre 2000. Aux termes de ces accords, EDF a pris les participations décrites ci-dessus dans les sociétés du groupe Dalkia, et apporté en nature certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia.

Le partenariat est fondé sur le principe de parité de contrôle et de gestion des deux partenaires sur l'ensemble des sociétés du groupe Dalkia, avec une montée en deux temps d'EDF au capital de Dalkia, lui permettant de porter sa participation de 34 à 50 %.

Le pacte d'associés entre EDF et Veolia Environnement contient également une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre, s'il venait à être contrôlé par un tiers concurrent, la totalité de sa participation dans Dalkia. Il confère enfin à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

Évolutions du partenariat

EDF et Veolia Environnement ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia.

Ces discussions ont abouti à la signature le 25 mars 2014 d'un accord entre EDF et Veolia Environnement qui prévoit la reprise par EDF de l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (en ce compris les activités du groupe Citelum, en France et à l'international), tandis que les activités de Dalkia International seront reprises par Veolia Environnement, en ligne avec les principes annoncés le 28 octobre 2013.

La signature de cet accord est intervenue au terme des processus de consultation des instances représentatives du personnel et après accord des Conseils d'administration des deux groupes. La finalisation de l'opération reste subordonnée à l'autorisation des autorités de la concurrence compétentes.

L'opération bénéficiera à l'ensemble des parties en sécurisant le développement des activités du groupe Dalkia en France et à l'international, tout en confortant les ambitions respectives d'EDF et de Veolia Environnement dans les services énergétiques. Elle mettra également un terme au contentieux qui oppose EDF et Veolia Environnement devant le Tribunal de Commerce de Paris depuis octobre 2012.

1. Inclut le produit des activités ordinaires des activités non poursuivies (Citelum).

6.4.1.5 Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,64 % par EDF, dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public et les salariés.

Électricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 409 communes du Bas-Rhin, avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans, et dessert environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Électricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés.

En application de la loi, Électricité de Strasbourg a filialisé en janvier 2009 son activité de commercialisation en créant la société ÉS Énergies Strasbourg.

En 2012, le Groupe ÉS a fait l'acquisition, auprès de RGDS (Réseau Gaz Distribution Services), de 100 % des actions et droits de vote de la société Énerest, le fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg. En 2013, le Groupe a procédé à la fusion au sein d'ÉS Énergies Strasbourg des deux sociétés de commercialisation d'énergies du Groupe avec effet au 1^{er} mai 2013. Cette opération, en maximisant les synergies, conforte le Groupe ÉS en tant qu'énergéticien régional multi-énergie sur la base de ses trois métiers : commercialisation, distribution et services énergétiques.

ÉS Énergies Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 515 000 clients et a vendu 6,1 TWh d'électricité et 5,3 TWh de gaz à environ 109 000 clients en 2013.

Dans le domaine de la géothermie profonde (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)), la société ECOGI, dont ES détient 40 % via la société Fipares, a été créée en 2011 en partenariat avec la société Roquette Frères et la Caisse des Dépôts et Consignations pour construire et exploiter une centrale de géothermie. En 2013, ECOGI a finalisé les travaux de forage et de développement du premier puits ; cette première phase du projet a permis de confirmer le potentiel de puissance thermique attendu.

Par ailleurs, Électricité de Strasbourg s'est vu accorder, en juin 2013, le permis exclusif de recherche pour la géothermie à hautes températures sur le secteur d'Illkirch, au sud de Strasbourg.

Écotral, filiale d'Électricité de Strasbourg spécialisée dans les services d'efficacité énergétique aux entreprises et collectivités locales, ainsi que dans les énergies renouvelables, a procédé à la conception et la réalisation des travaux de rénovation « bâtiments basse consommation » relatif à un immeuble de placement situé au centre de Strasbourg. Dans le cadre du contrat de concession signé en 2011, Écotral a par ailleurs démarré en 2013 les travaux de la future chaufferie géothermique de l'éco-quartier de Cronembourg à Strasbourg.

6.4.1.6 EDF Trading Logistics

Avec en 2013 un volume d'approvisionnement en fioul de 916 000 tonnes et 5 222 millions de tonnes de charbon livrées, EDF Trading Logistics est l'agent d'EDF pour les achats de fioul et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques à flamme du groupe EDF, en métropole, en Corse et dans les DOM. EDF Trading Logistics est également commissionnaire de transport de charbon pour plusieurs grands industriels (cimentiers, chauffagistes, etc.) en étroite collaboration avec EDF Trading, et avec les opérateurs des terminaux charbonniers des ports du Havre et de Saint-Nazaire. EDF Trading Logistics a acquis ces terminaux charbonniers dans le cadre de la loi n° 2008-660 du 4 juillet 2008, portant sur la réforme portuaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise à EDF dans la mise en place des processus portant sur la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

6.4.1.7 Autres participations

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique (production, combustible, ingénierie) aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France.

Ces sociétés sont notamment Cofiva, *holding* du groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie, SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs. SOCODEI dispose de deux machines qui se déplacent sur les différentes centrales nucléaires et permettent de traiter les résines du circuit primaire. SOCODEI traite les déchets métalliques par fusion et les déchets solides ou liquides par incinération dans son usine Centraco, située à Marcoule dans le Gard (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et de très faible activité («FMA » et « TFA ») »)).

6.4.2 Activités gaz

Le groupe EDF est présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel, principalement au travers d'EDF Energy (Royaume-Uni), Edison (Italie), d'EDF Luminus (Belgique) et en France. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations relatives notamment aux interventions sur les marchés de gros.

6.4.2.1 Marché final du gaz naturel

En France, le Groupe poursuit une stratégie commerciale qui vise à fidéliser les clients les plus attractifs et à accroître la valeur de son portefeuille client, en répondant aux attentes exprimées des clients d'offres bi-énergie électricité-gaz et en capitalisant sur l'expérience du Groupe, notamment sur la marque « Bleu Ciel® » d'EDF pour le marché des clients résidentiels.

Les ventes de gaz naturel d'EDF à ses clients finals en France ont atteint environ 22 TWh en 2013, ce qui représente une part de marché de 4,4 %. Au 31 décembre 2013, environ 1 010 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2012, ces chiffres s'élevaient respectivement à 20,9 TWh et 880 000 clients.

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive avec des portefeuilles avals de clients composés respectivement de :

- en Italie : environ 596 000 comptes client, 15,7 milliards de mètres cubes de gaz (environ 157 TWh), soit une part de marché de 22,5 % ;
- au Royaume-Uni : environ 2,1 millions de comptes client, 31,5 TWh, soit environ 5 % de parts de marché ;
- en Belgique : environ 550 000 comptes client, 16,3 TWh, soit environ 18,1 % de parts de marché.

6.4.2.2 Projets et actifs gaziers

6.4.2.2.1 Sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Compte tenu de l'évolution des marchés européens du gaz, le Groupe renégocie activement ces contrats avec ses fournisseurs afin d'en restaurer la rentabilité. En avril 2013, Edison a obtenu une décision favorable concernant la procédure d'arbitrage entamée en août 2011 avec Sonatrach pour la renégociation de prix des livraisons de gaz algérien sur la période 2010-2012. D'autre part, Edison a réussi à trouver en juillet des accords à l'amiable avec les fournisseurs de gaz algérien et qatari, respectivement Sonatrach et RasGas, dans le cadre du deuxième cycle de renégociation pour la période 2012-2015. Par ailleurs, Edison a lancé au premier semestre 2013 des procédures d'arbitrage avec Gazprom et ENI (concernant respectivement le gaz russe et libyen) (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

En outre, à l'occasion du Forum économique international de Saint-Petersbourg, un accord sur les principes d'un contrat d'approvisionnement en gaz a été signé le 22 juin 2013 entre EDF et Gazprom.

Par ailleurs, en février 2013, EDF Trading a signé un *Memorandum of Understanding* avec Gail, société de gaz naturel indienne, en vue de prospecter en commun des actifs d'exploration-production de gaz américains. D'autre part, EDF Trading a annoncé son intention de développer avec la société belge Exmar un projet commun pour exporter à petite échelle du gaz naturel liquéfié (« GNL ») aux États-Unis via des unités de liquéfaction sur barge (voir aussi section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

6.4.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

EDF (15 %), aux côtés d'ENI (20 %), de Wintershall (15 %) et de Gazprom (50 %) est actionnaire de la société South Stream Transport BV chargée du développement et de la construction de la partie du gazoduc *South Stream* passant sous la mer Noire. Long de 900 km et d'une capacité de 63 milliards de mètres cubes par an, ce projet sous-marin de quatre gazoducs est destiné à relier directement la Russie à la Bulgarie pour assurer la livraison de gaz russe à partir de fin 2015. Les actionnaires de South Stream Transport BV ont confirmé leur engagement de réalisation du projet *South Stream* le 4 octobre 2013.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale Edison, participe également à deux projets d'infrastructure d'importation de gaz : Galsi, gazoduc destiné à relier l'Algérie à l'Italie par la Sardaigne, et ITGI, gazoduc établissant une interconnexion entre la Turquie, la Grèce et l'Italie. Ce dernier projet comprend un second volet dit « IGB » (Interconnexion Grèce-Bulgarie) reliant la Grèce à la Bulgarie (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe détient également des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen.

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (« GNL »)

Le 29 juin 2011, EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % du capital par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a pris la décision finale de construire un terminal méthanier d'une capacité de 13 milliards de mètres cubes par an sur le territoire du Grand Port maritime de Dunkerque. La construction du terminal méthanier de Dunkerque a débuté le 5 octobre 2012 pour une mise en service prévue fin 2015. Ce projet, qui est le deuxième chantier industriel le plus important de France après celui de l'EPR de Flamanville, comporte trois ouvrages principaux : la plateforme et les ouvrages maritimes (réalisés par le Grand Port Maritime),

le terminal méthanier et les ouvrages de raccordement aux réseaux français et belge (développés par les opérateurs GRT Gaz et Fluxys). Avec ses trois cuves de stockage de GNL de 190 000 mètres cubes chacune, le terminal fournira une plus grande flexibilité au réseau pour alimenter les centrales électriques fonctionnant au gaz et devant répondre aux pics des consommations hivernales. Cet ouvrage, qui présente la particularité unique d'être raccordé à deux marchés, la France et la Belgique, est un atout majeur pour la sécurisation et la diversification des approvisionnements gaziers européens. Sur le plan environnemental, EDF a opté pour un réchauffement du gaz naturel liquéfié sans production de CO₂, en utilisant une partie des eaux chaudes rejetées par la centrale nucléaire de Gravelines, plaçant ainsi le terminal à la pointe de l'efficacité énergétique. 2013 a vu la levée des trois dômes par soufflage d'air et le début de creusement du tunnel reliant le terminal à la centrale de Gravelines le 2 septembre. Le Groupe détient 8 milliards de mètres cubes par an de capacités de regazéification dans le projet.

En Italie, Edison détient 7,3 % du capital d'Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *off-shore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans les terminaux de Fos Cavaou (France) et de Zeebrugge (Belgique).

Stockages

En Allemagne, EDF détient un stockage de gaz situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

En Italie, Edison opère trois sites de stockage en gisements déplétés, Cellino, Collalto et San Potito e Cotignola. Par ailleurs, Edison développe un projet de stockage Palazzo Moroni (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Au Royaume-Uni, EDF Energy poursuit le développement de son site de stockage en cavités salines Hill Top Farm (Cheshire). Le site est adjacent au site de stockage existant de Hole House, propriété d'EDF Energy (voir section 6.3.1.4.1 (« Division Approvisionnement en Énergie et Gestion Clients (« ESCS ») » – « Production d'énergie thermique et stockage de gaz »)).

EDF a décidé, le 14 janvier 2013, de ne pas poursuivre le projet de Salins des Landes tel qu'il avait été envisagé et présenté lors du débat public en 2011-2012, les critères technico-économiques de faisabilité n'étant plus satisfaits.

EDF dispose, par ailleurs, de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

6.4.2.2.3 Exploration et production (« E&P »)

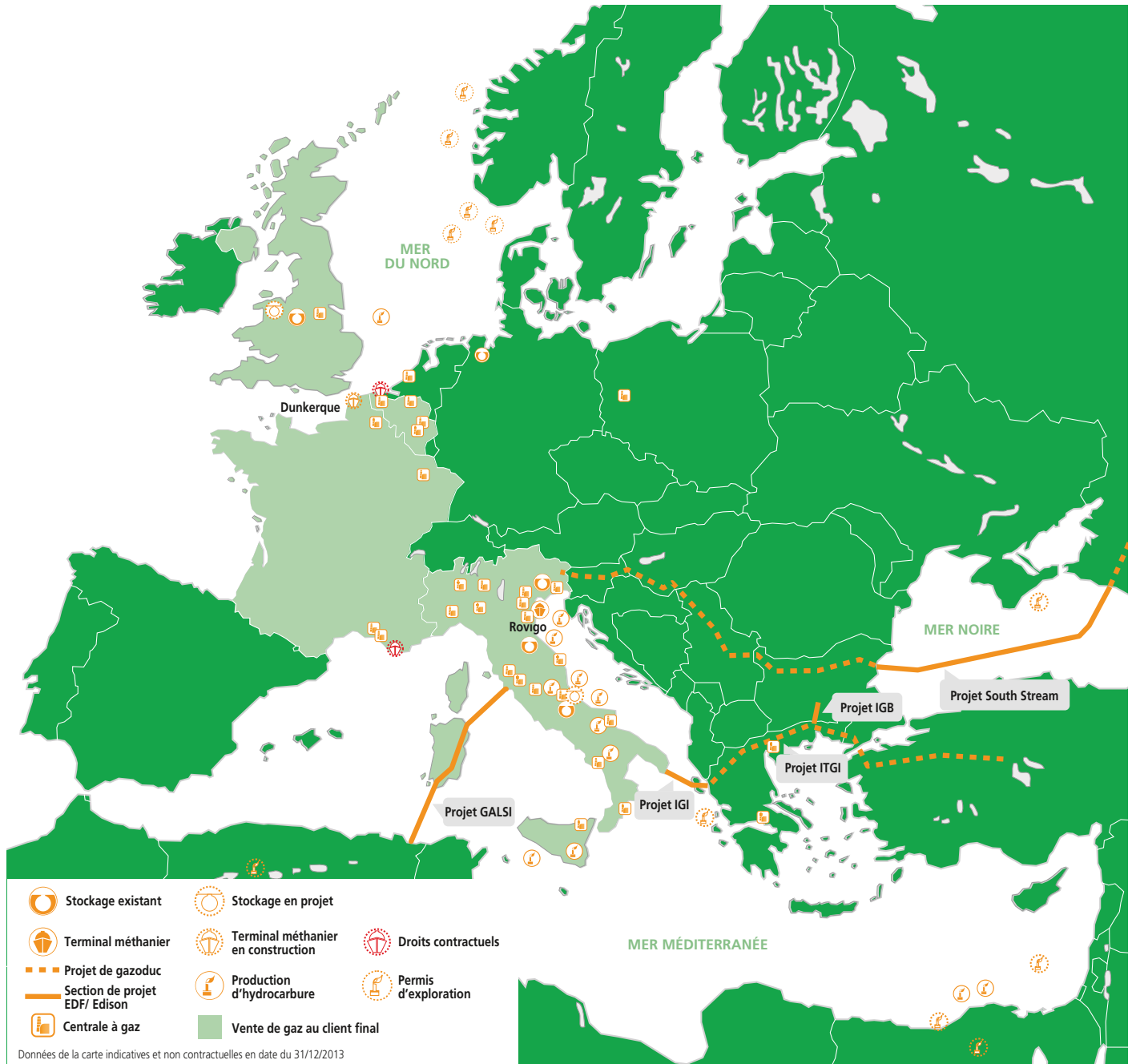
Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et production (« E&P »), principalement à travers Edison (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

EDF Trading North America possède des positions dans l'exploration et la production de gaz au Texas et en Pennsylvanie pour développer son activité amont dans le gaz aux États-Unis (voir section 6.3.3.2.2.3 (« EDF Trading en Amérique du Nord »)).

EDF a également pris en novembre 2013 un intérêt de 5 % dans une licence d'exploration en Ukraine (mer Noire) aux côtés de la société ENI et de sociétés nationales ukrainiennes (voir section 6.3.3.1.3 (« Ukraine »)).

Projets et actifs gaz

Carte des projets et actifs gaz du groupe EDF en Europe



6.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujéti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et d'hygiène et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

6.5.1 EDF entreprise publique

Au 31 décembre 2013, l'État détenait 84,49 % du capital social et 84,56 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

L'Agence des participations de l'État (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes, relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État permet au Ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection Générale des Finances.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des lois dites « de privatisation » n°s 86-793 du 2 juillet 1986, 86-912 du 6 août 1986, et 93-923 du 19 juillet 1993.

6.5.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le Service Public de l'Électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production, qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du Ministre chargé de l'énergie en date du 15 décembre 2009.

Cette mission consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer).

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins, ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, ERDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

Cette mission consiste également en la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » (« TPN »). Elle est désormais assignée à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics. Les fournisseurs de secours sont désignés par l'autorité administrative à l'issue d'un ou plusieurs appels d'offres.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 15 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant des TPN.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2014-274 du 27 février 2014 pris pour son application.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article 1 de la loi du 9 août 2004, aujourd'hui codifié à l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au Service Public de l'Électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points Information Médiation Multiservices (« PIMMS »), les Relais de services publics (« RSP ») et autres structures telles que les mairies. Ce protocole est en cours de déploiement dans 23 départements.

6.5.3 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.3.1 Législation européenne

Trois directives européennes, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France, ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. La directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « troisième directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie ». Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales.

Règlements (CE) n°s 1228/2003 du 26 juin 2003 et 714/2009 du 13 juillet 2009

Les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et où ces flux aboutissent.

Directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement » du 18 janvier 2006

La directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande, et enfin, d'orienter les investissements vers les réseaux. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

6.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie (loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 et loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010) ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2009-526 du 12 mai 2009, à l'exception des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a été transposée par l'ordonnance précitée du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2011-12 du 5 janvier 2011.

Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, a défini les priorités de la politique énergétique de la France : sécurité d'approvisionnement, réaffirmation du rôle du nucléaire, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale.

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »)

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2011. Sur ce point, voir section 6.2.1.3.5 (« Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH » »).

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les clients domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente ; il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental ;
- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 peuvent, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Les mêmes consommateurs, s'ils ont exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010, peuvent de nouveau bénéficier des tarifs réglementés de vente et faire des allers-retours entre tarifs réglementés et nouvelle offre, sous réserve de respecter à chaque fois un délai d'un an. À partir du 1^{er} janvier 2016, ces consommateurs ne bénéficieront plus des tarifs réglementés.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. L'État et la CRE ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (« CoRDIS ») de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie et actuellement en vigueur ont été fixés par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, publiée au *Journal officiel* du 30 juin 2013, en ce qui concerne le transport (TURPE 4 HTB) et par la délibération de la CRE du 12 décembre 2013, publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013, en ce qui concerne la distribution (TURPE 4 HTA/BT).

Pour plus de détails sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE » ») ci-dessus.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité.

Les articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie prévoient que le Ministre chargé de l'énergie peut, lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, lancer une procédure d'appel d'offres. EDF « producteur » peut être candidat à cet appel d'offres. EDF « acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat d'achat d'électricité avec le ou les candidats retenus (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où c'est EDF « producteur » qui est lui-même retenu).

Les articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie prévoient, par ailleurs, qu'EDF (ainsi que les ELD chargés de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure à la demande de producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ;
- par les installations dont la puissance installée n'excède pas 12 MW et qui utilisent des énergies renouvelables (notamment l'énergie photovoltaïque) ou mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- par les moulins à vent et à eau réhabilités pour la production d'électricité ;
- dans les départements d'outre-mer, par les installations électriques qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Ces installations ne peuvent, en dehors du cas particulier, pour certaines filières, d'installations réalisant un programme de rénovation défini par arrêté, bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 prévoit que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le Ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté du Ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE.

Le décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 a suspendu, pour une durée de 3 mois à compter du 10 décembre 2010, l'obligation de conclure un contrat d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, à l'exception, toutefois, des installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 kWc, des contrats en cours et des projets déjà très avancés.

À l'issue de cette période de suspension, un nouveau cadre réglementaire est entré en vigueur. Les nouvelles conditions tarifaires ont été fixées par un arrêté du 4 mars 2011 qui instaure plusieurs formules tarifaires tenant principalement compte du caractère intégré ou non de l'installation, de sa puissance crête et de la puissance crête de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale.

Les tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque font l'objet d'une évolution trimestrielle, en fonction de la puissance cumulée des installations pour lesquelles des demandes complètes de raccordement ont été déposées au cours du trimestre écoulé. Certaines installations, notamment les installations au sol, font toutefois l'objet d'une dégressivité trimestrielle, qui ne tient pas compte du volume de demandes de raccordement déposées auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Un arrêté du 7 janvier 2013 a prévu une majoration de ces tarifs d'achat pour les installations disposant de modules photovoltaïques fabriqués dans l'Espace économique européen. Toutefois, cet arrêté devrait être prochainement abrogé.

Le dispositif est complété par un système d'appels d'offres pour les installations sur bâtiments de plus de 100 kWc et les centrales au sol. Les conditions de réalisation de ces appels d'offres sont fixées par le décret n° 2002-1434 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. Ainsi, un appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance de crête comprise entre 100 et 250 kW est en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Les surcoûts découlant pour EDF et les ELD des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat sont compensés par une contribution perçue sur les consommateurs finals, la CSPE. Le montant des charges prévisionnelles de Service Public de l'Électricité a été évalué par la CRE à 6,2 milliards d'euros au titre de l'année 2014, dont 39 % correspondent aux charges liées à la filière photovoltaïque. Les surcoûts liés à l'obligation d'achat en matière d'ENR supportés par EDF et les ELD sont évalués à 3,7 milliards d'euros, soit 60 % du montant total des charges.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Contribution au Service Public de l'Électricité (« CSPE »)

La Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (« CSPE »), prévue par les articles L. 121-6 et suivants du Code de l'énergie, est une imposition qui a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux ELD.

La loi pose le principe d'une compensation intégrale, par le biais de la CSPE, des charges suivantes :

- en ce qui concerne la production d'électricité :
 - les surcoûts résultant, d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus à la suite des procédures d'appels d'offres (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et, d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou une ELD,
 - dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental :
 - les surcoûts de production qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente,
 - les coûts des ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les surcoûts d'achat d'électricité (hors ceux, précités, liés à l'obligation d'achat) qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre d'actions de maîtrise de la demande, diminués des recettes éventuellement perçues grâce à ces actions, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;
 - la rémunération versée par EDF aux installations de cogénération dans le cadre des contrats transitoires, en application de l'article L. 314-1-1 du Code de l'énergie ;
- en ce qui concerne la fourniture d'électricité :
 - les pertes de recettes et les surcoûts supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité » (TPN),
 - les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage, fixé par arrêté, de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée).

Conformément à la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (dite « loi Brottes »), qui a notamment complété l'article L. 121-10 du Code de l'énergie, la CSPE a

en outre pour objet de financer le versement de la prime aux opérateurs d'effacement mentionnés à l'article L. 123-1 du même Code.

La CSPE est perçue directement auprès du consommateur final sous forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés de vente ou aux tarifs d'utilisation des réseaux, ou directement auprès des producteurs qui produisent pour leur propre usage.

Le mécanisme de compensation des charges de service public est régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, qui ont été modifiés notamment par la loi de finances n° 2011-900 du 29 juillet 2011 et par la loi de finances rectificative pour 2013 n° 2013-1279 du 29 décembre 2013. En vertu de ces dispositions :

- le Ministre de l'Énergie arrête chaque année, sur proposition de la CRE, le montant total des charges supportées par EDF et les ELD, d'une part, ainsi que le montant de la CSPE, d'autre part, l'augmentation du montant de la contribution pouvant être échelonnée sur un an ;
- si ces montants ne sont pas fixés par le Ministre avant le 31 décembre, les montants proposés par la CRE entrent automatiquement en vigueur au 1^{er} janvier suivant. S'agissant du montant de la CSPE, cette entrée en vigueur automatique est cependant limitée à une augmentation maximale de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date.

Par dérogation à ces dispositions, l'article 56 de la loi de finances rectificative pour 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh pour la période allant du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,50 €/MWh du 1^{er} juillet au 31 décembre 2012.

En 2013, le montant de la contribution due par site de consommation était plafonné à 569 418 €. En application de la loi de finances rectificative pour 2013, ce plafond prévu à l'article L. 121-12 du Code de l'énergie sera actualisé chaque année dans une proportion égale à celle de l'évolution du montant de la contribution mentionné à l'article L. 121-13, dans la limite d'une augmentation de 5 %.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque) bénéficiaires de l'obligation d'achat conduit à un alourdissement significatif des charges à compenser par la CSPE. Ce phénomène se poursuit aujourd'hui : ainsi, les charges prévisionnelles évaluées par la CRE au titre de 2014 (6,2 milliards d'euros) sont-elles supérieures de 29 % aux charges constatées au titre 2012 (4,8 milliards d'euros). Depuis 2007, le montant de la CSPE ne suffit pas à compenser l'augmentation de ces charges. Le déficit du mécanisme supporté exclusivement par EDF pèse sur l'endettement du Groupe.

Le 14 janvier 2013, EDF a annoncé avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre ajusté à 5,0 milliards d'euros au 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels que validés par la délibération de la CRE du 9 octobre 2013 et les coûts de portage induits pour le Groupe à hauteur de 0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance sera soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché. En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012. L'article 59-I de la loi de finances rectificative pour 2013 a ajouté dans le code de l'énergie un article L. 121-19-1 posant le principe de la prise en charge par la CSPE des frais financiers éventuellement supportés à l'avenir en raison d'un déficit de compensation, à un taux fixé par décret. En ce qui concerne le passé, l'article 59-III de la même loi a précisé que, sans préjudice de l'article L. 121-19-1, la compensation due à EDF serait exceptionnellement majorée d'un montant fixé par arrêté des Ministres de l'Énergie et du Budget, correspondant aux coûts de portage résultant du retard de compensation des charges de service public supportées par l'entreprise jusqu'au 31 décembre 2012.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couvertes par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer, sous peine de sanction administrative, de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité, pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation, notamment en période de pointe.

Le décret en Conseil d'État qui précise les conditions de fonctionnement de ce dispositif a été publié au *Journal officiel* du 18 décembre 2012 (décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012). Il prévoit une mise en place effective du mécanisme pour l'hiver 2016-2017. En attendant, il confie à la CRE l'organisation à titre transitoire, « pour le compte de fournisseurs » et dans les conditions définies par le Ministre chargé de l'énergie, d'un appel à projets pour la période hivernale 2015-2016. En pratique toutefois, cet appel d'offres, qui devait être lancé au premier trimestre 2013, n'a pas eu lieu car le gestionnaire du réseau de transport a finalement considéré que des capacités supplémentaires n'étaient pas nécessaires pour cette période.

Le décret renvoie à différentes mesures d'application le soin de préciser les modalités de mise en œuvre du futur mécanisme, au sein duquel le gestionnaire du réseau de transport occupera une place déterminante :

- d'une part, des « règles du mécanisme de capacité » doivent être définies par arrêté ministériel, pris sur proposition de RTE et après avis de la CRE ;
- d'autre part, certains points précis évoqués dans le décret devront faire l'objet d'une décision de la CRE (par exemple, les garanties de capacité associées aux volumes acquis à l'ARENH, aux tarifs de cession ou encore dans le cadre de l'obligation d'achat).

À la date de dépôt du présent document de référence, ces mesures d'application n'ont pas encore été prises.

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis) et de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

Elle propose ainsi aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. En application de la loi NOME, le prix de l'ARENH sera arrêté sur proposition de la CRE, une fois publié le décret précisant les méthodes

d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte. Dans un communiqué de presse du 22 octobre 2013, les Ministres de l'Économie et de l'Énergie ont annoncé la publication de ce décret d'ici fin mars 2014. Une consultation sur le projet de décret s'est achevée le 14 mars 2014 ; il en sera de même à partir de 2016 pour les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession. Par ailleurs, la CRE est désormais dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité : elle transmet sa délibération motivée à l'autorité administrative, qui ne peut demander une nouvelle délibération qu'en cas de non-conformité aux orientations de politique énergétique. La CRE est également investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (« CoRDIS »).

L'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie

Le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (« ACER »). L'ACER participe à l'élaboration des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 6.5.6.2.5 (« Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »)).

6.5.4 Législation relative au marché du gaz

6.5.4.1 Législation communautaire

Ce sont la directive n° 98/30/CE du 22 juin 1998 et la directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009, et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

6.5.4.2 Législation française : Code de l'énergie

La directive communautaire n° 2009/73/CE en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1^{er} juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article L. 445-4 du Code de l'énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « Produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel et aux services qui lui sont liés. Les modalités d'application de cette disposition sont fixées par le décret n° 2008-778 du

13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité, modifié par le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel. Les surcoûts induits par la fourniture au tarif spécial de solidarité sont compensés par une contribution due par les fournisseurs de gaz naturel et assise sur les quantités de gaz naturel vendues par ces fournisseurs aux consommateurs finals.

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition qu'aucune nouvelle offre n'ait été souscrite sur ce site, en application de l'article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l'énergie.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le Ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du Ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en nouvelle offre. Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par GDF Suez et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

Le Code de l'énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel. Ce décret a été modifié par le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la Commission de Régulation de l'Énergie un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher la commission d'infractions au Code de l'énergie (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

6.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie et à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution

électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des établissements publics de coopération intercommunale, de plus en plus souvent au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusive et, d'autre part, la mission de développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux ELD dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution ») ci-avant.

6.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.6.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Les lois Grenelle 1 et 2

À la suite du Grenelle de l'environnement initié en 2007, le gouvernement français s'est engagé, dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009, dite « Grenelle 1 », à atteindre un certain nombre d'objectifs et à prendre des mesures en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables, d'atteinte de bon état des masses d'eau, de protection de la biodiversité, de prévention des risques pour l'environnement et la santé de gestion des déchets, ainsi qu'en matière de gouvernance écologique.

Ces engagements et objectifs ont été mis en œuvre par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 (dite « loi Grenelle 2 »), dont un grand nombre de dispositions impactent les activités d'EDF.

Participation du public en matière d'environnement

La loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public procède à une refonte de la procédure de participation du public applicable aux décisions de l'État et de ses

établissements publics (autres que les décisions individuelles) ayant une incidence sur l'environnement à compter du 1^{er} janvier 2013.

L'ordonnance n° 2013-714 du 5 août 2013, applicable au 1^{er} septembre 2013, précise les modalités de participation du public applicables aux décisions individuelles des autorités publiques.

Responsabilité environnementale (« LRE »)

La loi du 1^{er} août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Gestion équilibrée de la ressource en Eau

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 a renforcé les contraintes pesant sur EDF du fait notamment de la possibilité reconnue aux services administratifs de modifier ou de retirer le titre d'exploitation (autorisation) notamment en cas de perturbations significatives causées aux milieux aquatiques (sans toutefois remettre en cause l'équilibre économique du titre concerné), ou encore de la révision des classements de cours d'eau, empêchant sur certains cours d'eau ou parties de cours d'eau la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixant des prescriptions « environnementales » lors des renouvellements de titres d'exploitation ou encore du fait de l'augmentation du débit minimal à restituer au cours d'eau à l'aval des barrages. Dans ce dernier cas néanmoins, un assouplissement est prévu notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe (décret n° 2010-1391 du 12 novembre 2010). Enfin, la simplification des procédures administratives organisée par la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite « loi POPE ») permettant l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires est conservée.

Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, au nombre desquels figurent la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (« SCAP ») visant à placer sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, ainsi que la création d'une trame verte et bleue, outil d'aménagement du territoire instaurant des couloirs écologiques qui relient des territoires protégés dans le but de permettre les migrations de la flore et de la faune.

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue sont codifiées aux articles L. 371-1 à L. 371-6 du Code de l'environnement. Le décret n° 2012-1492 du 27 décembre 2012 précise les composantes de la trame verte et bleue, ainsi que le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (« SRCE ») qui la mettent en œuvre. Un décret du 20 janvier 2014 (n° 2014-45) précise les « orientations nationales » que doivent respecter les SRCE en cours d'élaboration par les régions et l'État, en concertation avec l'ensemble des acteurs locaux. Conformément aux orientations de la feuille de route sur la transition écologique adoptée à l'issue de la Conférence environnementale 2012, confirmées dans la feuille de route de la Conférence environnementale 2013, une loi-cadre sur la biodiversité devrait être adoptée dans le courant du premier semestre 2014. Cette loi devrait renforcer la protection de la biodiversité et instituer une Agence française de la biodiversité.

Obligation de reporting social et environnemental des entreprises (« RSE »)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce imposent aux sociétés dont les titres sont admis aux négociations sur un marché réglementé, ainsi qu'aux sociétés dont l'effectif dépasse 500 salariés et dont le chiffre d'affaires ou le bilan dépasse 100 millions d'euros (pour ces dernières, selon un échéancier qui s'étale de 2012 à 2014), de communiquer dans

leur rapport de gestion les informations sur la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leur activité ainsi que sur leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable (*reporting* RSE). EDF et certaines de ses filiales sont concernées par ces dispositions.

L'article L. 225-102-1 du Code de commerce permet aux filiales et sociétés contrôlées de ne pas publier leurs informations RSE dès lors que celles-ci sont publiées par la société qui les contrôle, de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée, et qu'elles indiquent comment accéder à ces informations dans leur propre rapport de gestion. De même, lorsque les filiales et sociétés contrôlées sont installées en France et qu'elles comportent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE soumises à autorisation et à enregistrement), les informations fournies portent sur chacune d'entre elles lorsque ces informations ne sont pas consolidables.

Les informations sociales et environnementales fournies dans le rapport de gestion doivent faire l'objet, selon un échéancier qui tient compte, pour les sociétés non cotées, du nombre de leurs salariés et de leur chiffre d'affaires, d'une vérification par un organisme tiers indépendant, dont les modalités de désignation sont fixées à l'article R. 225-105-2 du Code de commerce. Un arrêté du 13 mai 2013 détermine, en outre, les modalités selon lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission. La vérification par cet organisme donne lieu à une attestation relative à la présence dans le rapport de gestion de toutes les informations requises et à un avis motivé sur la sincérité des informations elles-mêmes. (voir section 6.6 (« Responsabilité d'entreprise »)).

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif.

En vertu d'un décret du 10 avril 2013 (n° 2013-301), EDF doit procéder à l'élimination et à la décontamination des appareils pollués entre 50 et 500 ppm, avec la possibilité en tant que détenteur de plus de 150 appareils de bénéficier d'un « plan particulier », approuvé par arrêté du Ministre de l'Écologie. Ce plan doit prévoir au minimum la décontamination ou l'élimination de la moitié des appareils avant le 1^{er} janvier 2020 et de tous les appareils avant le 31 décembre 2025. Le contenu du dossier de demande de plan particulier a été fixé par un arrêté du 28 octobre 2013. Le décret du 10 avril 2013 fixe également de nouvelles obligations en matière de caractérisation, d'étiquetage, de déclaration et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm³. Les modalités de mise en œuvre de ces obligations ont été précisées par deux arrêtés du 7 janvier et du 14 janvier 2014.

(Voir aussi la section 6.6 (« Responsabilité d'entreprise »)).

Gaz à effet de serre

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (« directive ETS »).

En France, cette directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO₂ de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes

de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

En application de la directive ETS, la troisième période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») a débuté le 1^{er} janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par une ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) et par les décrets n° 2012-1343 du 3 décembre 2012 et n° 2014-220 du 25 février 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2013, la règle pour le secteur électrique est la mise aux enchères des quotas, selon des modalités définies par le règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas.

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-45 et suivants du Code de l'environnement, les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser annuellement un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre, et une synthèse des actions envisagées pour les réduire.

Ce bilan est public et mis à jour tous les trois ans. Le premier bilan d'EDF a été publié dans le Cahier des indicateurs du rapport annuel d'EDF en mars 2012.

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette directive, qui doit être transposée par les États membres avant le 5 juin 2014, vise à permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la directive renforce les dispositions des directives existantes sur les services d'efficacité énergétique (n° 2006/32/EC) et la cogénération (n° 2004/8/EC), qu'elle abroge.

La directive comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économies d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, celle-ci pouvant prendre la forme d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. La directive comporte également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à la prise en compte de l'efficacité énergétique dans la production de chaleur et de froid ainsi que dans le transport et la distribution de l'énergie.

La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 transpose en droit interne l'article 8-4 de la directive, qui impose aux grandes entreprises de réaliser au plus tard le 5 décembre 2015, puis tous les quatre ans, un audit énergétique de leurs activités exercées en France. Le décret n° 2013-1121 du 4 décembre 2013 détermine les seuils au-delà desquels les entreprises sont concernées. Celles qui mettent en œuvre un système de management de l'énergie certifié seront, sous certaines conditions, exemptées de cette obligation. Un décret doit encore préciser les modalités de l'audit ainsi que les conditions à remplir par les auditeurs énergétiques.

Certificats d'économies d'énergie

Au niveau national, le dispositif des certificats d'économies d'énergie, prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Pour la deuxième période du dispositif, allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché était de 345 TWhc (contre 54 TWhc pour la première période). Le volume définitif sera arrêté et notifié au plus tard le 31 mars 2014, après déclaration certifiée par les entreprises obligées, via un expert-comptable ou un Commissaire aux comptes, des quantités annuelles d'énergie vendues sur la période. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des certificats d'économies d'énergie correspondant au montant des économies d'énergie

qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du registre national des certificats.

Un décret du 20 décembre 2013 prolonge la deuxième période du dispositif jusqu'au 31 décembre 2014. Le taux d'effort et les modalités opérationnelles du dispositif sont maintenus constants durant cette période. En décembre 2013, le Ministre de l'Écologie a annoncé la fixation du niveau d'obligation de la troisième période à 220 TWhc/an.

Sites naturels inscrits et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux. Ces inscriptions et classements peuvent également avoir des incidences pour l'exploitation quotidienne des ouvrages (prise en compte de la co-visibilité ; obligation de recueillir l'avis de l'architecte des Bâtiments de France...). Le projet de loi-cadre biodiversité précité devrait également modifier la réglementation applicable aux sites inscrits.

La protection de l'environnement par le droit pénal

La directive n° 2008/99/CE du 19 novembre 2008 relative à la protection de l'environnement par le droit pénal, qui a principalement pour objet d'identifier les actes gravement dommageables qui doivent être réprimés par tous les États membres, est à l'origine de l'ordonnance n° 2012-34 du 11 janvier 2012 qui procède à l'harmonisation des sanctions pénales prévues dans le Code de l'environnement.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

En France, la réglementation impose, notamment, la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes soumises à la réglementation sur les ICPE et aux installations nucléaires de base (« INB »). EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient, à compter du 1^{er} janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (« CEM »)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1^{er} juin 2007, vise à assurer un niveau élevé de protection de la santé humaine et de l'environnement ainsi que la libre circulation des substances dans le marché intérieur, tout en améliorant la compétitivité et l'innovation. EDF est concerné par ces textes en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. En mai 2013, EDF a enregistré la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

Par ailleurs, le règlement Biocides n° 528/2012 du 22 mai 2012, qui a abrogé au 1^{er} septembre 2013 la directive n° 98/8/CE, prévoit une procédure nouvelle, au champ d'application élargi, d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides. Dans ce nouveau contexte, EDF pourrait être concerné en tant que fabricant de monochloramine et d'hypochlorite de sodium du fait de l'extension du champ d'application de ce futur règlement à la génération *in situ* de substances actives. Le cas échéant, des demandes d'autorisation devraient être constituées et déposées avant 2017.

Santé et environnement

La loi n° 2013-316 du 16 avril 2013 relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte consacre la reconnaissance d'un droit d'alerte en matière de santé publique et d'environnement au sein des entreprises et fixe les modalités d'exercice de ce droit. Elle institue également un régime de protection à l'égard des lanceurs d'alerte et crée la Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé publique et d'environnement (CNDA). Le décret n° 2014-324 du 11 mars 2014 précise les modalités de mise en œuvre du droit d'alerte au sein des entreprises.

6.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

6.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE »)

Installations soumises à autorisation

Certaines installations exploitées en France par le groupe EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE »), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement »), ou d'autorisation.

La réglementation relative aux ICPE impose également, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée pour les ICPE soumises à autorisation et à enregistrement ainsi que pour les installations Seveso. La liste des ICPE concernées par l'obligation de constituer ces garanties, à compter du 1^{er} juillet 2012 ou du 1^{er} juillet 2017, est fixée en annexe d'un arrêté du 31 mai 2012. Les modalités de détermination et de constitution de ces garanties financières sont fixées respectivement par un arrêté du 31 mai et du 31 juillet 2012. Un arrêté du 5 janvier 2014 encadre la constitution de garanties en cas de recours à un fonds de garantie privé. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce nouveau dispositif.

Les garanties financières sont destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité des installations, les interventions éventuelles

en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnités dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice par fait de pollution ou d'accident causé par l'installation.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (« DREAL »), qui sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'État.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises aux dispositions de la directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 ») et, à compter du 1^{er} juin 2015, aux dispositions de la directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), qui la remplacera. L'entrée en vigueur de la directive Seveso 3 aura pour effet d'intégrer dans le périmètre de la réglementation Seveso de nouveaux produits (issus du règlement CLP du 16 décembre 2008).

La directive Seveso 3 prévoit également des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. La directive Seveso 3 introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 a procédé à la transposition en droit français de la partie législative de la directive en créant notamment dans le Code de l'environnement (articles L. 515-15 et suivants) une section propre aux établissements classés Seveso. Ces dispositions, complétées par deux décrets (n° 2014-285 et n° 2014-284) du 3 mars 2014, entreront en vigueur le 1^{er} juin 2015. Jusqu'à cette date, ce sont les textes existants qui s'appliquent, notamment l'arrêté du 10 mai 2000 relatif à la prévention des accidents majeurs impliquant des substances ou préparations dangereuses présentes dans certaines catégories d'installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation.

Dispositions en matière d'émissions industrielles et de sols

La directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite « IED ») a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables à ces centrales sont fonction du type d'installation et du combustible, et en particulier de la puissance thermique nominale des installations de combustion en cause. Cette directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (« MTD ») sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols.

Le décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 procède à une transposition partielle des dispositions de la directive IED relatives à l'état des sols. Son article premier précise qu'un état intermédiaire des sols sera désormais exigé en cas de modification substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution, des mesures devront être proposées par l'exploitant. Un autre décret, du 2 mai 2013 (n° 2013-374), complète cette transposition : il introduit dans le code de l'environnement, aux articles R. 515-58 à R. 515-84, des dispositions dédiées aux installations relevant de la directive IED. Ces dispositions s'appliquent aux centrales thermiques à flamme. Des arrêtés d'application sont en cours d'élaboration.

6.5.6.2.2 **Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base**

EDF est soumis en France à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), codifiée dans le Code de l'environnement par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012, et à son décret d'application n° 2007-1557 modifié du 2 novembre 2007. Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (« INB »). La loi a créé l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, les Ministres chargés de la sûreté nucléaire conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La loi TSN prévoit que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret du Premier Ministre, pris après avis de l'ASN et sur rapport des Ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. La demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (« RPS »), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (« EMR »). Un plan d'urgence interne (« PUI ») précise les mesures d'organisation, les méthodes d'intervention et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Le décret d'autorisation de création fixe le délai dans lequel l'installation devra être mise en service et la périodicité des réexamens de sûreté si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN. Le réexamen de sûreté permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation, en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires exploitées par EDF sont soumises à la réglementation en matière de sûreté nucléaire et, à ce titre, doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de garantir la protection de la sécurité, santé, et salubrité publiques et de la nature et de l'environnement. En février 2012, a ainsi été publié l'arrêté INB qui répond précisément à cet objectif. Ses dispositions sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2013 et portent sur les thèmes suivants : la politique de sûreté, la maîtrise des risques, la limitation des nuisances et des inconvénients sur l'environnement, la gestion des déchets, les situations d'urgence, l'information des autorités et du public.

Sur le fondement de cet arrêté, l'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection. Ces décisions sont soumises à l'homologation des Ministres concernés. À ce jour, sur la vingtaine de décisions en cours d'élaboration, trois ont été publiées.

La loi TSN met également en place des mécanismes d'information des autorités. À ce titre, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai par l'exploitant, notamment à l'ASN et au représentant de l'État dans le département du lieu de l'incident ou de l'accident. De plus, la loi TSN a créé ou renforcé les outils en faveur de l'information du public, avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la transparence et

l'information sur la sécurité nucléaire ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

Le démantèlement des installations nucléaires

La mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une INB sont autorisées par décret du Premier Ministre, pris après enquête publique et avis de l'ASN. Le décret précise notamment les étapes du démantèlement, sa durée ainsi que l'état final visé. Une fois le démantèlement achevé, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement qui permet, après autorisation de l'ASN soumise à homologation, de sortir l'installation du régime des INB. L'arrêté du 7 février 2012 a consacré au plan juridique la stratégie de démantèlement mise en œuvre depuis le début des années 2000 par EDF en précisant qu'il doit intervenir dans un délai « aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la gestion durable des déchets radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (« ANDRA »), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991.

Le mode de gestion des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité radiologique. Outre certains entreposages EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA ouvert depuis 2003. Les déchets radioactifs à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Les déchets radioactifs à haute activité et à vie longue (« HAVL »), issus du traitement des combustibles usés, sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement par AREVA NC (ex-Cogema) sur le site de La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Les déchets à moyenne activité et vie longue (« MAVL ») (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc.) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

La loi du 28 juin 2006 précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout

justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La directive n° 2011/70/Euratom constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions, sources potentielles de contentieux. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et durable pour la gestion des déchets de haute activité à vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base toutefois du volontariat.

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. Ces régimes sont issus de la directive n° 96/29 Euratom du Conseil du 13 mai 1996 dite « normes de base », directive publiée au *Journal Officiel de l'Union Européenne*.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-8 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

Adoptée par le Conseil de l'Union européenne le 5 décembre 2013 et publiée au *Journal Officiel de l'Union Européenne* le 17 janvier 2014, la directive Euratom fixe les normes de base relatives à la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre les dangers résultant de l'exposition aux rayonnements ionisants. Cette directive vise à mettre à jour les dispositions techniques de la directive n° 96/29 Euratom et à codifier les différents textes communautaires en ce domaine. Les travaux de transposition dans le Code de la santé publique et le Code du travail devraient mobiliser l'ASN, la Direction Générale du travail ainsi que les exploitants dans les prochains mois.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni.

La convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- dommages couverts : réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- nature de la responsabilité : responsabilité objective, c'est-à-dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- personne responsable : principe de canalisation de la responsabilité de l'exploitant nucléaire exclusivement ;
- limitations de la responsabilité : la responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les conventions :
 - si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident

nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident,

- au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État, sur le territoire duquel est située l'installation nucléaire de l'exploitant responsable dans lequel est survenu le sinistre, d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 201,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ;
- au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 345,3 millions d'euros ;
- garantie financière : obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'État dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.2.3 (« Assurances »)).

Des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation nettement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnifiables. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement. Enfin, les protocoles modificatifs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la loi TSN du 13 juin 2006 précitée. Ces dispositions ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsque au moins deux tiers des seize États parties l'auront ratifiée, étant précisé que les treize États membres de l'Union européenne sont en outre tenus de déposer simultanément leurs instruments de ratification. Au 31 décembre 2012, treize États, dont dix de l'Union européenne, sur seize ont transposé dans leur droit national les dispositions des protocoles et sont prêts à déposer leurs instruments de ratification. La France a adopté une loi permettant la ratification des deux protocoles (loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants.

Le Conseil de politique nucléaire réuni le 8 février 2012 a cependant demandé au gouvernement de présenter en Conseil des ministres un projet de loi visant à augmenter les plafonds d'indemnisation en cas d'accident, sans attendre l'entrée en vigueur des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles. Le 21 mars 2012, le Premier Ministre a présenté un projet de loi ratifiant l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 et modifiant le Code de l'environnement, le Code de la santé publique et le Code de la défense. L'ordonnance qu'il est proposé de ratifier a inséré, dans le Code de l'environnement, l'ensemble des dispositions relatives à la transparence, à la sûreté, à la gestion des déchets et à la responsabilité civile dans le domaine des activités nucléaires. Comme demandé par le Conseil de politique nucléaire, le projet de loi augmente le plafond d'indemnisation en cas d'accident nucléaire de 91,5 à 700 millions d'euros.

Par ailleurs, le 28 mars 2012, le Ministre des Affaires étrangères et européennes a présenté un projet de loi autorisant l'approbation du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention. Le Sénat a adopté ce projet de loi le 17 avril 2013 qui a depuis été transmis à l'Assemblée nationale, sans pour autant avoir été pour l'heure inscrit à son ordre du jour.

Protection des installations et matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret n° 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011 est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptibles d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par 6 zones (ex : zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne...).

L'arrêté du 10 juin 2011 relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation impose un certain nombre d'obligations à l'opérateur, pour lesquelles il devra s'être mis en conformité au plus tard le 6 juillet 2016.

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

6.5.6.2.3 Réglementation applicable à la production thermique à flamme

Les activités de production thermique à flamme (« THF ») du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE ») »)). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive « NEC ») et de la directive n° 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive « GIC »). Ces directives ont été transposées par plusieurs arrêtés, notamment l'arrêté du 30 juillet 2003 relatif aux chaudières présentes dans les installations existantes de combustion d'une puissance supérieure à 20 MWth.

Des dérogations aux obligations relatives aux émissions dans l'air sont possibles jusqu'en 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la directive IED précitée qui auront vocation à s'appliquer, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées. Deux arrêtés du 26 août 2013, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014, rassemblent

l'ensemble des dispositions applicables aux installations de combustion et précisent les conditions permettant à ces installations de déroger aux valeurs limites d'émission.

Les activités de production thermique à flamme sont également soumises aux dispositions des directives Seveso 2 et 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE ») »)).

6.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par décret (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par arrêté préfectoral (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Conditions d'instruction d'une demande de création ou de renouvellement des concessions hydrauliques

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret, qui inscrit aujourd'hui les concessions dans le régime juridique des délégations de service public, prévoit une procédure de mise en concurrence de la concession arrivant à échéance. L'ancien droit de préférence au bénéficiaire du concessionnaire sortant a été supprimé du fait de sa non-compatibilité avec le droit issu des traités communautaires.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, feront l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 a prévu la possibilité que le montant de cette redevance puisse être plafonné au-delà du seuil actuel de 25 % des recettes précitées. La loi Grenelle 2 prévoit qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. Le décret a déterminé à ce jour trois critères de choix du futur concessionnaire : garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute, respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau et meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire est désormais d'une durée de 5 ans (contre 11 ans auparavant).

6.5.6.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables (« eNR ») dans la consommation d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Climat est la directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite directive « ENR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'ENR dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et du PIB, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

En application de l'article 4 de la directive ENR précitée, la France a élaboré son Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce Plan reprend les objectifs de la Programmation pluriannuelle des investissements (« PPI ») et fixe, conformément à la loi Grenelle 2, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020.

Pour atteindre cet objectif, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (« SRCAE »), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. La quasi-totalité des régions ont adopté leur SRCAE ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3RER »), dont le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 précise la composition, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la directive ENR, une ordonnance du 14 septembre 2011 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées par le décret n° 2012-62 du 20 janvier 2012. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions plus favorables aux énergies marines :

- exemption de toute procédure d'urbanisme pour les installations implantées en mer « sur le domaine public maritime immergé au-delà de la laisse de la basse mer », et dont les caractéristiques doivent figurer dans un décret à paraître (article L. 421-5 du Code de l'urbanisme) ;
- dérogation permettant aux ouvrages de raccordement des installations marines utilisant les énergies renouvelables aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de traverser les zones littorales (et plus précisément la bande des 100 mètres – article L. 146-4 III du Code de l'urbanisme).

6.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE ») »)) au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire. La délivrance de l'autorisation d'exploiter est subordonnée à l'éloignement des installations d'une distance de 500 mètres par rapport aux constructions à usage d'habitation, aux immeubles habités et aux zones destinées à l'habitation.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit

constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

6.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie

Inspiré des règles issues de la directive « Abus de marché » n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière »)), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés, afin notamment que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, se voit confier la mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueillera en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire devront s'inscrire auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

6.5.8 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du groupe EDF.

6.5.8.1 Réglementation future au niveau communautaire

Réglementation des concessions de services

La directive communautaire relative à l'attribution des concessions de travaux et de services a été définitivement adoptée le 26 février 2014 et publiée au *Journal Officiel de l'Union Européenne* du 28 mars 2014. La directive prend la forme d'un texte autonome, distinct des directives marchés, dont elle s'inspire néanmoins pour nombre de concepts.

Le texte ne comporte pas d'exemption sectorielle en faveur des secteurs couverts par les directives n° 2009/72/CE et 2009/73/CE mais des dispositions *ad hoc* permettent de laisser en dehors du champ de l'obligation de mise en concurrence les concessions de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés. L'impact sur le régime des concessions hydrauliques, soumises aujourd'hui à la loi Sapin sur les délégations de services publics, devrait être modéré, sauf en ce qui concerne les possibilités de suréquipements tels qu'issus de la loi POPE de 2005.

Les États-membres ont jusqu'au 18 avril 2016 pour transposer la directive en droit interne.

Environnement

7^e programme d'action en matière d'environnement (« PAE »)

Le 7^e programme d'action en matière d'environnement (« PAE »), adopté par une décision du Parlement européen et du Conseil du 20 novembre 2013 publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* du 28 décembre 2013, fixe le cap de la politique de l'Union européenne en matière d'environnement jusqu'en 2020. Il définit neuf objectifs prioritaires, parmi lesquels la protection de la nature et le renforcement de la résilience écologique, la protection contre les risques pour la santé liés à l'environnement et la promotion d'une croissance durable, efficace dans l'utilisation des ressources et à faibles émissions de carbone.

Évaluation environnementale

La Commission européenne a présenté le 26 octobre 2012 une proposition de directive modifiant la directive relative aux études d'impact (directive n° 85/337/CE du 27 juin 1985, modifiée par la directive n° 2011/92/UE du 13 décembre 2011 publiée au *Journal Officiel de l'Union Européenne* du 28 janvier 2012). Les modifications apportées sont susceptibles d'impacter les procédures d'autorisations applicables aux projets du groupe EDF.

6.5.8.2 Réglementation future au niveau national

Mesures de simplification et sécurisation de la vie des entreprises

La loi du 2 janvier 2014 habilitant le gouvernement à simplifier et sécuriser la vie des entreprises autorise le gouvernement à prendre par ordonnance, dans un délai de 8 mois à compter de sa publication, toute mesure relevant du domaine de la loi en ce qui concerne la gouvernance des entreprises publiques et les règles en matière d'opérations en capital relatives à ces entreprises.

L'adoption de cette ordonnance est susceptible d'avoir des conséquences importantes sur la gouvernance des entreprises publiques, et notamment sur la gouvernance d'EDF et des sociétés de son groupe.

Mesures annoncées dans le cadre des conférences environnementales de 2012 et 2013

Lors des « Conférences environnementales » de 2012 et 2013, le gouvernement français a annoncé une série de mesures susceptibles d'avoir un impact important sur les activités du groupe EDF, parmi lesquelles :

- l'adoption en 2014 d'une loi sur la transition énergétique. Selon le plan commenté du projet de loi de programmation de la transition énergétique rendu public le 10 décembre 2013 par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le texte comporterait cinq titres consacrés respectivement à la définition des objectifs de la transition énergétique, aux outils et à la gouvernance de la transition, à la maîtrise de la demande et à l'efficacité énergétique, au développement des énergies renouvelables et enfin à l'énergie nucléaire ;
- l'adoption, également en 2014, d'une loi-cadre sur la « biodiversité » ;
- une réforme de la fiscalité écologique ;
- une réforme du droit de l'environnement, engagée dans le cadre des États généraux de la modernisation du droit de l'environnement et menée par le gouvernement avec l'appui de la commission spécialisée sur la modernisation du droit de l'environnement mise en place au sein du CNTE.

Réparation du préjudice écologique

À la suite de l'arrêt de la Cour de cassation du 25 septembre 2012, dans l'affaire du navire *Erika*, la Ministre de la Justice a annoncé que serait déposé au Parlement, d'ici la fin de l'année 2014, un projet de loi visant à instaurer un régime civil de réparation du préjudice écologique.

6.6 Responsabilité d'entreprise

La présente section comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce et du décret d'application de la loi Grenelle 2 du 24 avril 2012, qui obligent les entreprises à présenter la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable. Les informations sociales figurent au chapitre 17 (« Salariés – Ressources Humaines »).

Les informations environnementales et sociétales présentées dans la section 6.6 (« Responsabilité d'entreprise ») sont complétées par les indicateurs de développement durable présentés en annexe E du présent document de référence, ainsi que par le rapport d'assurance des Commissaires aux comptes.

Fort de ses valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité au service de la performance dans une exigence d'intégrité, le groupe EDF met en œuvre, depuis sa création, une stratégie tournée vers l'intérêt général et fondée sur une démarche de responsabilité d'entreprise.

Cette démarche se traduit notamment par la recherche permanente de la sécurité des personnes, de la sûreté des installations industrielles et de la protection de l'environnement, tout en contribuant à la sécurité d'un approvisionnement électrique de qualité et compétitif, proposé dans chaque pays où le Groupe opère.

Les politiques du groupe EDF s'inscrivent dans cette démarche de responsabilité d'entreprise (« RE ») :

- la stratégie du Groupe à horizon 2020, présentée lors de l'Assemblée générale de 2011 ;
- la politique de développement durable de niveau Groupe, signée en 2009 par les principales sociétés du Groupe ;
- les Engagements de responsabilité d'entreprise du groupe EDF, présentés lors de l'Assemblée générale de 2013 ;
- une démarche globale en matière de ressources humaines et dans le domaine social, baptisée « Vision RH 2020 » ; elle se décline dans des politiques Groupe (diversité, égalité professionnelle, handicap, etc.) et à travers un accord mondial de Responsabilité Sociale de l'Entreprise signé avec les organisations syndicales de 16 sociétés du Groupe ;
- une Charte éthique Groupe validée en 2013.

6.6.1 Engagements de responsabilité d'entreprise

Les Engagements de responsabilité d'entreprise ont vocation à fédérer les sociétés du groupe EDF autour de onze objectifs communs assortis d'indicateurs de mesure et de suivi, pour générer davantage de valeur et de performance globale. Transverses aux différentes politiques et démarches du Groupe qui relèvent de la RE (politique de développement durable du Groupe, Vision RH 2020, politique d'achats responsables, etc.), ils sont issus d'un processus de deux ans, mené avec les métiers et les sociétés du Groupe, qui a accordé une large place à la consultation des salariés et des managers grâce à des interviews et des groupes de travail.

Ils se déclinent selon trois axes : industriel responsable, employeur responsable, partenaire responsable.

Industriel responsable

La responsabilité d'EDF porte d'abord sur l'exercice de ses métiers, producteur et commercialisateur d'un bien particulier, l'électricité, essentiel pour le

développement humain et économique de la planète. En tant que premier opérateur nucléaire mondial, il conduit l'exercice de son métier dans une exigence de sûreté, guidé par le sens de l'intérêt général. Participer à la lutte contre le changement climatique est un devoir.

Sa traduction dans toutes les sociétés du Groupe : privilégier les énergies bas carbone, investir pour une plus grande compétitivité des énergies renouvelables et rendre prioritaire l'apport de ses compétences pour renforcer la maîtrise des déperditions énergétiques des logements, dans des conditions économiquement viables pour ses clients.

Engagements associés :

- maintenir le meilleur niveau de sécurité de ses installations ;
- rester le meilleur des grands énergéticiens dans le développement des énergies bas carbone ;
- investir dans les énergies renouvelables et renforcer leur compétitivité ;
- contribuer significativement à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements.

Employeur responsable

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF. Elle est garante de la performance du Groupe. La santé et la sécurité de ses salariés comme de ses sous-traitants sont une priorité absolue.

Pour faire face à ses enjeux industriels, EDF doit rester un employeur de premier plan, référent en termes de professionnalisme et d'engagement des salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. Partout où le Groupe opère, il le fait dans le respect de ses valeurs, en exigeant intégrité et respect des droits fondamentaux.

Engagements associés :

- réduire résolument les accidents du travail de ses salariés et des sous-traitants ;
- maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ;
- ne tolérer, dans toutes les sociétés du Groupe et chez ses fournisseurs, aucune violation des droits de l'homme, aucune fraude ni corruption.

Partenaire responsable

Parce que les questions d'énergie concernent tout le monde, parce que l'électricité produite transforme la vie des gens et modifie aussi leurs environnements, le groupe EDF est investi dans un dialogue avec ses parties prenantes, à toutes échelles de territoire.

Ses priorités : renforcer la transparence sur des sujets sur lesquels la société civile interpelle l'entreprise, créer de la valeur économique là où le Groupe est implanté, préserver et partager la ressource en eau, parce qu'elle est indispensable tant à son activité qu'à la vie de ses concitoyens et renforcer ses actions dans la lutte contre la précarité énergétique, à l'heure où elle s'amplifie sous l'effet de la crise.

Engagements associés :

- favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles ;
- contribuer par l'emploi au développement des territoires ;
- lutter de façon volontariste contre la précarité énergétique et promouvoir l'accès à l'électricité ;
- préserver la ressource en eau dans toutes ses activités.

Résultats des indicateurs des Engagements de responsabilité d'entreprise

Industriel responsable

	Unité	2013	2012	2011
Maintenir le meilleur niveau de sécurité des installations				
Critères de sécurité nucléaire de l'indice de référence international FTSE4Good atteints		Reconduction	Intégration	-
Rester le meilleur des grands énergéticiens dans le développement des énergies bas carbone				
Maintien des émissions directes de CO ₂ du Groupe dans la limite de 150 g/kWh ⁽¹⁾	g/kWh	116,3	117,0	99,6
Investir dans les énergies renouvelables et renforcer leur compétitivité				
Capacités installées de production du Groupe à partir d'énergies renouvelables ⁽¹⁾	MWe			
Hydraulique	MWe	21 982	21 933	21 417
Éolien	MWe	4 782	4 345	3 231
Solaire	MWe	555	428	353
Autres ENR	MWe	617	266	314
Contribuer significativement à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements				
Nombre de logements accompagnés vers l'efficacité énergétique par les sociétés du Groupe				
EDF	Nombre	328 800	303 300	248 900
EDF Energy	Nombre	53 400 ⁽²⁾	212 000	168 000
Électricité de Strasbourg	Nombre	1 960	1 800	1 500

(1) Évolution du mode de consolidation de trois filiales internationales (Edison, Kogeneracja et Zielom Gora), passant d'une intégration proportionnelle en 2011 à une intégration globale à partir de 2012.

(2) Baisse de 74,8 % liée à un changement de législation début 2013 au Royaume-Uni. Les montants alloués aux travaux dans les logements restent équivalents et concernent des actions plus significatives.

Employeur responsable

	Unité	2013	2012	2011
Réduire résolument les accidents de travail des salariés et des sous-traitants				
Diviser par 2 en 5 ans le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail dont sont victimes les salariés du Groupe (objectif 2017 : 1,9)		3,1	3,8	3,9
Maintenir l'excellence professionnelle et la performance des équipes par la formation et la promotion de la diversité				
Plus de 75 % des salariés du Groupe bénéficiaires, chaque année, d'au moins une action de formation	%	85	82	76
Atteindre 30 % de femmes en 2015 dans le vivier des futurs « top dirigeants »	%	25	24,1	-
Ne tolérer, dans toutes les sociétés du Groupe et chez les fournisseurs, aucune violation des droits de l'homme, aucune fraude ni corruption.				
13 sociétés ayant inclus en 2015 une clause éthique/développement durable dans les contrats d'achats ⁽¹⁾	Nombre	8	3	-
13 sociétés ayant obtenu en 2017 le niveau Avancé (Advanced) du Pacte mondial (Global Compact) des Nations Unies	Nombre	2	1	-

(1) À l'exception des achats d'énergie sur le marché spot.

Partenaire Responsable

	Unité	2013	2012	2011
Favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles				
8 sociétés ayant mis en place un espace de dialogue formalisé avec les parties prenantes en 2015	Nombre	3	3	-
Contribuer par l'emploi au développement des territoires				
Nombre d'emplois directs (effectifs du groupe) et indirects (liés aux commandes aux fournisseurs et prestataires) générés par les activités du groupe EDF	Nombre			
Emplois directs ⁽¹⁾	Nombre	158 467	-	-
Emplois indirects ⁽²⁾	Nombre	475 498	-	-
Lutter de façon volontariste contre la précarité énergétique et promouvoir l'accès à l'électricité				
Nombre d'actions engagées ⁽³⁾ pour accompagner les clients précaires, menées par les sociétés du Groupe qui commercialisent de l'énergie				
EDF	Nombre	804 300	625 000	516 900
EDF Energy	Nombre	233 000	190 000	132 000
EDF Luminus ⁽⁴⁾	Nombre	39 207	36 557	35 826
EDF Démasz	Nombre	1 870	2 000	2 000
Préserver la ressource en eau dans toutes les activités				
Publication, à compter de 2015, de l'« empreinte eau » à l'échelle du Groupe		⁽⁵⁾	-	-

(1) Données consolidées.

(2) Application pour la première année d'une méthode auditable, local Footprint. Le calcul de l'indicateur, hors achat d'uranium et immobilier, inclut EDF, ERDF, EDF Energy, EDF Polska, Edison, EDF Luminus, EDF Énergies Nouvelles et Électricité de Strasbourg.

(3) Conseil en accompagnement énergie, plan de paiement négocié, octroi d'aides financières, etc.

(4) Données 2011 et 2012 corrigées suite à l'alignement rétrospectif de la méthodologie de calcul sur la définition du Groupe.

(5) Depuis 2013, EDF pilote le développement d'un outil d'évaluation des impacts de tous les secteurs énergétiques sur l'eau, applicable partout dans le monde, en collaboration avec les communautés scientifiques et les instances internationales représentatives des secteurs du charbon, du nucléaire, des hydrocarbures et des énergies renouvelables.

6.6.2 Politique de développement durable

La politique de développement durable du Groupe articule respect de l'environnement, responsabilité sociétale et gouvernance, et permet aux sociétés du Groupe d'inscrire leurs actions dans un cadre de cohérence partagé. Cette politique entend répondre à trois enjeux et associe trois engagements pour chacun d'entre eux.

- Lutter contre le changement climatique et préserver la biodiversité :
 - rester le groupe le moins émetteur de CO₂ des grands énergéticiens européens ;
 - adapter le parc de production et les offres commerciales au changement climatique ;
 - réduire l'impact environnemental, notamment sur la biodiversité.
- Faciliter l'accès à l'énergie et développer des liens de proximité avec les territoires où le Groupe opère :
 - favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique ;
 - développer dans la durée la proximité avec les territoires ;
 - contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie.
- Contribuer au débat par le dialogue, l'information et la communication :
 - poursuivre, avec les parties prenantes, la réalisation de la politique de développement durable et le partage des valeurs dans le Groupe ;
 - communiquer et rendre compte des activités et résultats du Groupe dans ce domaine ;
 - participer au débat national et international sur le développement durable.

En 2014, le groupe EDF prévoit de renouveler sa politique de développement durable afin de prendre en compte l'évolution des contextes (marchés

énergétiques, enjeux sociétaux, situation environnementale, etc.), de réévaluer les attentes de la société civile et de renforcer ses positions sur des sujets devenus de réels enjeux de *business* aujourd'hui, aux premiers rangs desquels la biodiversité, l'eau, l'efficacité énergétique, le développement local et la précarité énergétique.

6.6.2.1 Pilotage du développement durable

La gouvernance du développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une Direction du développement durable Groupe dont la mission est de coordonner et accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe dans la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le *reporting*. La Direction du développement durable a défini trois leviers : le dialogue avec les parties prenantes, l'accompagnement du développement durable dans les projets et le *management* du développement durable au sein du Groupe ;
- un Comité de développement durable Groupe (*Group Sustainable Development Committee*), qui réunit les responsables du développement durable des principales filiales et directions du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique de développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2013, il s'est réuni trois fois, notamment pour étudier les adaptations à apporter à l'actuelle politique de développement durable du Groupe au regard des nouveaux enjeux, partager le développement des nouveaux engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe, suivre l'avancement du déploiement de la charte éthique Groupe, engager une réflexion sur la ressource eau et les engagements qu'EDF a pris dans ce domaine, et débattre de la durabilité du développement d'une politique biomasse ;

- un système de *management* environnemental (« SME ») déployé dans toutes les entités (voir section 6.6.3.1.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)) ;
- le criblage des projets qui sont présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (« CECEG »). Les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en CECEG, à une évaluation au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de développement durable ».

6.6.2.2 Sensibilisation et formation des managers et des salariés au développement durable

La politique de développement durable du Groupe affiche parmi ses objectifs la formation et la sensibilisation des personnels sur les questions environnementales.

En outre, le processus de certification ISO 14001 dans lequel l'entreprise est engagée depuis une dizaine d'années l'enjoint à maintenir et développer les compétences des salariés en matière d'environnement et de développement durable.

6.6.2.2.1 Sensibilisation des managers et des salariés au développement durable

EDF et les sociétés du Groupe ont poursuivi en 2013 leurs actions de sensibilisation et de prise en compte des enjeux du développement durable pour les managers et les salariés, essentiellement grâce à :

- la Communauté développement durable, outil intranet de sensibilisation aux attentes des parties prenantes du Groupe et aux enjeux environnementaux et sociétaux du secteur énergétique ;
- la sensibilisation systématique des acheteurs à la question de l'insertion par l'activité économique ;
- la réalisation d'un court-métrage qui vise à combattre les idées reçues sur les prestations effectuées par les entreprises des secteurs protégé et adapté, diffusé aux acheteurs du Groupe.

Chaque société a engagé par ailleurs des opérations spécifiques, parmi lesquelles :

- la poursuite du projet « Achats responsables » d'EDF en France pour inciter tous les acheteurs à intégrer les composantes environnementales et sociétales dans les contrats d'achats, avec la réalisation de 14 nouvelles sessions en 2013 ;
- l'organisation de la troisième édition du Concours déchets inter-métier EDF-ERDF « Ça déborde, à vous de jouer », à l'occasion de la semaine européenne des déchets de l'ADEME¹ (109 projets présentés) ;
- la mise à disposition par EDF à ses salariés de modules de sensibilisation sous forme d'*e-learning* (quiz « Introduction au développement durable », quiz « RH et développement durable ») ;
- l'intégration de deux critères de responsabilité d'entreprise dans le calcul de l'intéressement des salariés d'EDF, participant à hauteur de 40 % à l'intéressement global, dont un portant sur le taux de valorisation des déchets dont EDF est responsable et l'autre sur le taux de salariés ayant suivi au moins une formation dans l'année ;
- la mise en place par EDF Energy du dispositif *Company Incentive Plan* (« CIP »), qui intègre des critères d'intéressement des salariés fondés sur la tenue des engagements de performance économique, environnementale et sociale de l'entreprise ;
- la sensibilisation de tous les nouveaux arrivants aux défis du développement durable chez EDF Energy, avec le programme *EDF Energy & me* ;

- la mise en place chez EDF Luminus d'une session de sensibilisation des salariés à l'empreinte écologique et aux économies d'eau, dispensée par le *management* (900 heures effectuées) ;
- l'organisation de cursus sur les thèmes environnementaux par Edison en Italie (2 800 heures, 309 salariés concernés en 2013) ;
- la poursuite d'un programme de sensibilisation des salariés à la santé, la sécurité et l'environnement par Nam Theun Power Company au Laos (262 salariés en 2013, plus de 900 salariés sensibilisés en trois ans).

6.6.2.2.2 Formation des managers et des salariés au développement durable

En France, EDF a revu ses Orientations de formation et a créé un axe « développement durable » pour renforcer l'intégration du développement durable dans les plans de formations des directions métiers. En parallèle, un catalogue unique d'offre de formations au développement durable a été refondu, en lien avec les principaux enjeux définis par la Direction du Développement Durable : dialogue avec les parties prenantes, calcul de l'empreinte de l'eau, réglementation de la biodiversité, gestion des déchets ou maîtrise des risques chimiques environnementaux. Les principales actions ont porté sur :

- le déploiement du référentiel « *Management* de projet », qui s'accompagne d'un outil d'aide au diagnostic territorial et de la méthodologie Durabilis, pour aider les chefs de projets à élaborer des plans d'action développement durable et les inciter à mieux identifier les parties prenantes concernées par leur projet, les conséquences du projet sur l'emploi local ainsi que les impacts sur la biodiversité. Le déploiement s'est effectué dans le cadre des formations « Développer et piloter un projet » et de la communauté « *Management* de projet » sur intranet, créée à cet effet en 2013 ;
- la refonte, suite au retour d'expérience, de la formation « Achats et développement durable », accessible à tous les acheteurs (364 heures de formation délivrées en 2013) ; elle complète le module « Achats responsables » présenté systématiquement à tout nouvel acheteur (2 485 heures dispensées en 2013) ;
- la création d'une formation de 4 jours à la gestion et à l'optimisation des déchets industriels pour les salariés des métiers de la production, suivie par 100 personnes en 2013 ;
- l'intégration d'un volet « Biodiversité » dans le module de formation à l'environnement, obligatoire pour tous les embauchés de l'ingénierie nucléaire.

ERDF a complété son offre de formation sur la prise en compte des parties prenantes par l'organisation en 2013 d'un séminaire « Partager nos réalisations et co-construire ensemble nos projets », suivi par la majorité des chefs de projets en rénovation urbaine, pour lesquels l'entreprise a également créé une formation spécifique sur le thème « Renouvellement urbain : enjeux et acteurs ».

EDF Énergies Nouvelles a formé 30 % de ses effectifs français au *management* environnemental, à la sécurité environnementale ainsi qu'à la directive européenne n° 2004/17/CE relative aux procédures de passation des marchés visant à contribuer à la protection de l'environnement et à la promotion du développement durable. Tous les nouveaux embauchés en France ont été formés aux enjeux développement durable et au respect de l'environnement dans le cadre de leur parcours d'intégration.

À l'international, 150 salariés d'EDF Polska et 1 395 employés d'EDF Démász ont suivi en 2013 des formations à la protection de l'environnement et au développement durable. Tous les nouveaux embauchés d'EDF Energy ont été évalués sur leur appréciation des engagements environnementaux et sociétaux de l'entreprise, suite à la formation obligatoire (*Sustainable Steps*) qu'ils reçoivent à leur arrivée.

(1) Agence de développement et de la maîtrise de l'énergie.

6.6.3 Informations environnementales

6.6.3.1 Domaine environnemental

6.6.3.1.1 Organisation et certification ISO 14001

Le système de *management* environnemental (« SME ») est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique de développement durable du Groupe au moyen d'une animation assurée par un Comité développement durable Groupe, un Directoire Environnement pour EDF et des groupes thématiques.

Le groupe EDF est certifié ISO 14001 depuis 2012. En 2013, le périmètre certifié représente 95 % du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales et participations.

En juin 2013, l'organisme de certification indépendant Afnor a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe, intégrant de nouveaux sites certifiés des entités d'EDF Trading, de Sloe Centrale et d'Électricité de Strasbourg.

L'audit de l'Afnor a notamment relevé que les engagements de Responsabilité d'entreprise du groupe EDF venaient renforcer la perspective et le sens à l'action environnementale engagée.

En France, le programme de *management* environnemental, actualisé et validé lors de la revue du SME en Directoire environnement du 20 mars 2013, vise à consolider les actions environnementales en vue d'atteindre les objectifs de la politique de développement durable d'EDF.

Les actions les plus significatives sont :

- poursuivre la réduction des émissions de CO₂ du Groupe par l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et par l'adaptation de son mix énergétique (développement des ENR et mise en service de nouvelles unités de production) ;
- intégrer les exigences des nouveaux textes réglementaires dans les métiers (EPR, arrêté INB, etc.) ;
- maîtriser la gestion des déchets radioactifs sans incident et respecter les autorisations de rejets ;
- poursuivre la réalisation des guides de biodiversité et préparer l'intégration d'EDF à la Stratégie nationale biodiversité française (voir section 6.6.3.6 (« Protection de la biodiversité »)) ;
- améliorer la gestion et la valorisation des déchets conventionnels, notamment la réduction à la source des déchets de chantier ;
- passer au crible des critères de développement durable les projets d'investissement de développement et de maintenance des installations industrielles ;
- maintenir le bon niveau de sensibilisation du *management* et des salariés (communication et formation) ;
- mieux valoriser les efforts des salariés à l'atteinte des résultats ;
- améliorer encore l'organisation assurant la conformité réglementaire des activités (rénovation de l'outil de veille).

Au niveau du Groupe, lors de la revue annuelle de juin 2013, les membres du Comité de développement durable (*Sustainable Development Committee*) ont défini les grandes orientations suivantes :

- continuer l'intégration dans le certificat ISO 14001 Groupe, des sociétés elles-mêmes certifiées ;

- mettre en œuvre les engagements du Groupe dans le domaine de l'eau (voir section 6.6.3.4.2 (« Gestion de la ressource en eau »)) avec le support d'un groupe de travail international dédié ;
- présenter aux instances décisionnelles du Groupe une analyse de la thématique eau pour en faire mieux comprendre les risques et les opportunités ;
- analyser l'approche que chaque entité du Groupe a adoptée face à la directive européenne REACH¹.

6.6.3.1.2 Pilotage des risques environnementaux

La cartographie et la mesure du niveau de maîtrise des risques sont réalisées par la Direction Contrôle des Risques Groupe en relation avec l'ensemble des filiales et des entités du Groupe. Elle intègre dans son périmètre les risques environnementaux d'EDF.

L'actualisation 2013 a mis en exergue un durcissement progressif de la réglementation générant des risques potentiels de non-conformité et souligne également une réduction des risques liés à l'utilisation des produits chimiques, du fait de l'élimination de certaines substances (PCB et remplacement de produits chimiques).

Comme en 2012, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeu économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants :

- déploiement des actions d'efficacité énergétique et obtention des certificats associés ;
- impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes ;
- gestion de la ressource en eau ;
- émissions de gaz à effet de serre.

Ces risques sont totalement intégrés au SME et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Ils font l'objet de plans d'action découlant des orientations de la politique de développement durable du Groupe.

Moyens consacrés à la prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser ses risques d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre :

- une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte des opérations de dépollution² ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées ;
- des inspections et des audits sur les sites de production (voir sections 6.6.3.2.1 (« La sûreté nucléaire ») et 6.6.3.2.2 (« La sûreté hydraulique »)) ;
- des exercices de crise : en France en 2013, en complément des exercices périodiques effectués localement sur chaque site nucléaire, 13 exercices nationaux, dont 5 avec les pouvoirs publics français, ont été réalisés sur les 19 centrales du parc nucléaire. Au niveau international, les sociétés testent régulièrement leurs procédures par des exercices de crise. En 2013, EDF Energy a réalisé un exercice sur le chantier de construction de la nouvelle centrale nucléaire d'Hinkley Point C ;
- un système de *management* environnemental Groupe maintenu et amélioré en permanence dans les entités et sur les sites avec des audits externes de certification ISO 14001.

1. L'Union européenne a mis en place le système REACH, un système intégré d'enregistrement, d'évaluation, d'autorisation et de restrictions des substances chimiques, et institué une agence européenne des produits chimiques.

2. Ces opérations de dépollution peuvent concerner des situations de contamination et de dénaturation antérieures à la phase d'exploitation par EDF.

6.6.3.1.3 Incidents environnementaux

Chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Ces événements d'importance mineure relèvent le plus souvent de problèmes rencontrés en exploitation, tels que des déversements de faible volume et très localisés de produits hydrocarbures, des rejets de poussière dans l'air, une pollution historique de sols, une variation de débit réservé à l'aval d'ouvrages hydrauliques.

Chaque événement est analysé individuellement et la revue globale du système de *management* certifié ISO 14001 permet de définir les actions correctives à lancer pour éviter leur renouvellement.

En 2013, ces incidents, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversement d'hydrocarbures ou d'acide. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur.

Certains de ces événements sont suivis de contentieux issus de plaintes déposées par des ONG, notamment Sortir du Nucléaire, auprès des autorités judiciaires. En 2013, deux condamnations ont été prononcées à l'encontre d'EDF en France. Des plans d'actions ont été mis en place dans les unités d'exploitation pour garantir un meilleur confinement des produits.

Durant l'année 2013, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu¹.

6.6.3.1.4 Recherche et développement dans le domaine environnemental

La R&D du groupe EDF, à travers ses programmes d'anticipation de moyen et long termes, prépare l'évolution des métiers du Groupe en lien avec les sociétés qui le composent et répond à ses enjeux environnementaux. En France, EDF consacre plus de 20 % de son budget R&D au domaine de l'environnement. Un tiers du budget est destiné à anticiper les ruptures technologiques industrielles. La R&D initie également d'autres formes de recherche collaborative, notamment avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (« ADEME ») ou l'Institut d'excellence pour les énergies décarbonées (« IEED »).

Par ailleurs, EDF est partenaire de quatre fonds de capital-risque dans le domaine des technologies propres, dont Electranova Capital, qui dispose d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, dont 30 apportés par EDF (voir section 11.1 (« Organisation de la R&D et chiffres clés »)). En 2013, le fonds a réalisé deux nouveaux investissements dans la société française Forsee (développement de solutions de stockage d'énergie) et dans la *start-up* américaine Enlighted (spécialiste de l'optimisation énergétique des bâtiments).

Les trois grandes priorités de la R&D s'articulent autour des thématiques suivantes (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)) :

- consolider et développer un mix énergétique « décarboné » ;
- adapter le système électrique ;
- piloter la demande énergétique.

Dans ce cadre, les principaux axes de travail 2013 dans le domaine du développement durable sont :

- la maîtrise de l'impact des installations nucléaires sur l'environnement : intensification de la recherche autour de la sûreté (risques d'inondation d'origine externe) et de la durée de fonctionnement des centrales ;

- l'amélioration de la compétitivité et de la disponibilité des centrales nucléaires, avec pour objectif de produire autant d'électricité en réduisant les consommations de combustible ;
- l'évaluation et la maîtrise de l'impact des ouvrages d'EDF sur la qualité des eaux de surface ;
- l'évaluation des débits futurs des fleuves à proximité des centrales de production d'EDF en fonction de l'évolution du changement climatique ;
- l'évaluation des risques de pénurie de 11 matériaux en risque de raréfaction (chrome, argent, indium, cadmium, lithium, bore, etc.) ;
- la réduction des coûts des énergies renouvelables, notamment des filières « éolien en mer » et « photovoltaïque » ;
- l'impact du développement en Europe d'énergies intermittentes qui nécessitent une plus grande flexibilité des moyens de production centralisée ;
- le stockage de masse de l'électricité en lien avec le développement des énergies renouvelables ;
- l'insertion des productions intermittentes et décentralisées d'origine renouvelable dans les réseaux, via notamment la mise en service de *concept grid*, plate-forme expérimentale unique au monde, à mi-chemin entre essais en laboratoire et expérimentations de terrain ;
- le captage et stockage géologique du carbone, avec mise en service du premier démonstrateur de captage sur la centrale thermique du Havre (première tonne de CO₂ captée en juillet 2013) ;
- la valorisation des pertes énergétiques industrielles par les pompes à chaleur haute température ;
- le développement d'outils de planification pour les villes et territoires durables ;
- les nouvelles architectures de comptage intelligent et pilotage direct des usages, en appui au développement du projet Linky, outil d'aide à la maîtrise des consommations.

6.6.3.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

6.6.3.2.1 La sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est la priorité du groupe EDF. Elle est prise en compte dès la conception des ouvrages, fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) qu'externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO² et audits OSART³ conduits par les experts de l'AIEA⁴).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 ».

1. Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.

2. World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.

3. Operational Safety Review Team.

4. Agence internationale de l'énergie atomique.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la FARN, a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») réalisées par EDF.

Dans l'objectif de maintien d'un parc nucléaire performant et sûr au-delà des 40 ans de fonctionnement, EDF met en œuvre un projet industriel cohérent. Il vise notamment à améliorer les performances de sûreté nécessaires à l'obtention, par l'ASN et par l'État, des autorisations de poursuite de l'exploitation.

Au Royaume-Uni, l'*Office for Civil Nuclear Security* (« OCNS », Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

Aux États-Unis, la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC ») contrôle la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire. De plus, l'*Institute of Nuclear Power Operations* (« INPO »), qui réunit tous les exploitants nucléaires américains, réalise des évaluations et des analyses, avec pour objectif l'excellence dans l'exploitation.

Résultats 2013

Aucun incident majeur de sûreté ou rejet supérieur à la limite réglementaire n'est à déplorer en 2013.

En France, l'année 2013 est marquée par la bonne tenue des résultats du parc nucléaire, avec l'absence, pour la première fois depuis 2010, d'événement significatif pour la sûreté (« ESS ») de niveau 2 sur l'échelle internationale INES, et avec une diminution significative de 23 % du nombre d'ESS de niveau 1 (1,19 par réacteur contre 1,55 en 2012) (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

Le nombre d'arrêts automatiques par réacteur (AAR) atteint 0,59 (0,55 en 2012), un résultat satisfaisant au regard des meilleures performances internationales, comparable à celui des 69 réacteurs REP des États-Unis (0,60). Il est à noter que 32 réacteurs n'ont pas connu d'AAR sur l'ensemble de l'année (36 en 2012).

Les bons résultats obtenus en 2012 dans le domaine incendie, risque potentiel majeur dans les installations nucléaires, se confirment, avec un faible nombre de départs de feu et une meilleure prise en compte de la prévention et de l'organisation sur l'ensemble des sites. Enfin, après une année 2012 en retrait, des progrès sont à noter dans la maîtrise des essais périodiques, une activité qui apporte tout au long de la vie des réacteurs la démonstration de la disponibilité des matériels et des systèmes importants pour la sûreté : le nombre des ESS détectés lors de la réalisation de ces essais a connu en effet une baisse sensible de 20 %.

Au Royaume-Uni, les pratiques de déclaration du nombre d'ESS sont différentes de celles opérées en France, compte tenu des exigences des autorités de sûreté respectives. Peu comparable à celui d'EDF, le nombre d'ESS déclarés par EDF Energy est en légère augmentation (5,1 par réacteur contre 4,6 en 2012). Plus comparable, le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, reste bas, au même niveau que 2012 (0,80 par réacteur). 2013 a confirmé les progrès de l'année précédente relatifs à l'exploitation des machines de manutention du combustible dans les réacteurs RAG, suite à des efforts importants de fiabilisation. Aucun départ de feu ni incendie majeur n'a été enregistré en 2013 ; pour autant, les observations faites lors des visites de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire rejoignent celles des *peer reviews* de WANO : malgré une réduction notable des fuites d'huile, des efforts sont encore à produire pour mobiliser les personnels sur la prévention dans le domaine incendie.

Aux États-Unis, l'INPO classe et analyse les événements significatifs pour la sûreté. Le nombre d'ESS de CENG diminue légèrement, passant de près de 11 par réacteur en 2012 à 8,8 en 2013. Le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, baisse légèrement (0,8 par réacteur) et retrouve son niveau de 2011. Aux États-Unis, il faut considérer le cumul des arrêts automatiques et des arrêts manuels, les procédures demandant plus souvent aux opérateurs de déclencher manuellement l'arrêt d'un réacteur, avant l'action des automatismes. Les résultats de CENG s'améliorent, passant

à 0,68 par réacteur contre 0,87 en 2012, avec des situations contrastées entre les différents sites. De bons taux d'indisponibilités fortuites sont à relever : le taux moyen de 1,7 % situe la performance du parc de CENG au-dessus de la moyenne américaine.

Les résultats détaillés 2013 sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et disponibles sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution mai 2014).

6.6.3.2 La sûreté hydraulique

Voir section 6.2.1.1.4 (« Production hydraulique »).

EDF exploite en France 436 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. Le parc hydraulique français affiche 69 ans d'âge moyen. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation.

En 2013, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant. Un seul événement EISH classé « orange » (événement important pour la sûreté hydraulique ayant entraîné une mise en danger de personnes au sens de l'arrêt du 21 mai 2010) est survenu, sans avoir entraîné de blessure. Les principaux indicateurs continuent d'afficher un bon niveau :

- bonne détection des événements significatifs sans caractère de gravité (ESSH 0) par les équipes de terrain, avec environ 3 000 événements détectés ;
- faible proportion d'événements ayant eu des conséquences externes (ESSH ≥ 1). 57 événements sont survenus, dont 24 sont dus aux crues exceptionnelles ;
- réduction du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant une sensibilité élevée aux risques liés aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 19 en 2013, même s'il faut constater une légère remontée par rapport aux 16 sites comptabilisés en 2012.

En juin 2013, dans plusieurs régions, les événements climatiques ont généré des crues importantes. Les crues exceptionnelles survenues dans les Pyrénées ont engendré des dégâts considérables sur le linéaire des cours d'eau en montagne et sont à l'origine de dégradations de certaines parties des aménagements concédés. Le plus important reste l'absence de dommage humain et matériel lié à la conduite des aménagements en crue, ce qui confirme la bonne gestion des barrages par les équipes d'EDF.

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012.

Engagé en 2007, le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuPerHydro » (sûreté et performance du parc) est réalisé à 88 %. Il est relayé par un programme de maintenance à long terme, destiné à lui succéder, qui comporte un volet dédié à la sûreté hydraulique : le programme IPHE-S (Ingénierie du parc hydraulique en exploitation – volet sûreté) dont les activités réalisées en 2013 ont dépassé en nombre et en ressources annuelles celles de SuPerHydro.

Dans ce cadre, des mesures d'actions immédiates de maintenance (dispositifs et moyens particuliers – « DMP ») ont été prises pour s'assurer que les marges de sûreté sont bien identifiées et les parades actives, dans l'attente de la réalisation des travaux. À fin 2013, 610 DMP sont effectifs et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

Au total, à l'horizon 2017, 908 millions d'euros auront été consacrés à la sûreté.

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Il sera déployé sur l'ensemble des grandes installations du parc hydraulique en 2014, après une phase de validation l'an passé sur des entités pilotes.

Le décret du 11 décembre 2007 a fixé de nouvelles obligations réglementaires au propriétaire ou concessionnaire d'un barrage, dont la réalisation d'études exhaustives contributives à la sûreté : études de danger (« EDD ») pour les ouvrages de classes A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres) et B (barrages dont la hauteur est supérieure à 10 mètres et dont le volume dépasse un seuil fixé par la réglementation), revues de sûreté pour les ouvrages de classe A. EDF respecte le calendrier attendu de ces études, qui consolident la vision d'ensemble des risques et des parades associées à ces ouvrages.

Pour en savoir plus, consultez le rapport 2013 de l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, disponible sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution mai 2014).

Résultats pour EDF en France

	Unité	2013	2012	2011
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (TFA)	t	1 110	2 528	634
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (F & MA)	m ³ /TWh	19,0	20,7	15,6
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue (H & MA)	m ³ /TWh	0,86	0,88	0,87
Combustible nucléaire utilisé évacué	t	1 099	1 075	1 199

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État français, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Actuellement, 22 tranches nucléaires de 900 MW utilisent ce combustible (sur les 34 tranches 900 MW) et deux nouvelles tranches ont reçu l'autorisation de l'ASN. L'objectif pour les années futures est un chargement de 120 tonnes de MOX par an. Depuis 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustible usé par an sur environ 1 200 tonnes de combustible consommé.

Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Résultats pour EDF Energy

	Unité	2013	2012	2011
Uranium évacué	t	177	216	211
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	655	698	608
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	178	161	161

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral ayant interdit le retraitement du combustible nucléaire usé, le *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA ») institué en 1982 a imposé à CENG de construire, par l'intermédiaire du Département

6.6.3.3 Politique et gestion des déchets

6.6.3.3.1 Les déchets radioactifs

En France, les déchets radioactifs sont classés selon leur activité et leur durée de vie, selon la classification de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). Ces déchets sont inventoriés et localisés, les données sont publiques et actualisées régulièrement par l'ANDRA.

Les déchets radioactifs sont gérés selon quatre principes industriels : limiter leurs quantités, les trier par nature de déchets, les conditionner sous forme stable et les isoler de l'homme et de l'environnement. Les déchets radioactifs sont produits en quantités limitées : 1 MWh d'électricité nucléaire (l'équivalent de la consommation mensuelle de deux ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets radioactifs, dont 90 % de déchets à vie courte.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2013 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

Au 31 décembre 2013, les provisions pour déconstruction et derniers cœurs s'élèvent à 22 150 millions d'euros et celles pour aval du cycle nucléaire à 20 547 millions d'euros. Le prix du kilowattheure intègre donc toutes les charges liées à cette responsabilité : le coût de gestion des déchets à vie longue ainsi que celui de la déconstruction des centrales et le conditionnement actuel des déchets.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en catégories haute, moyenne ou faible activité (respectivement DHA, DMA et DFA) et traités de manière différenciée. Les déchets de moyenne activité sont stockés sur le site des centrales dans des installations dédiées et inspectées conformément aux exigences de sûreté. Les déchets de faible activité sont stockés sur le site des centrales jusqu'à préparation de leur expédition (pour traitement ou élimination). Ils font l'objet de surveillance et d'inspections régulières.

de l'énergie (*Department of Energy* – « DoE »), un stockage définitif pour le combustible usé et les déchets hautement radioactifs.

Résultats pour Constellation Energy Nuclear Group (CENG)¹

	Unité	2013	2012	2011
Combustible nucléaire livré	t	44	46	48
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m ³	1 411	2 419	1 287

Travaux de R&D

La R&D du groupe EDF oriente de nombreux travaux, internes ou en partenariat, sur le sujet des déchets radioactifs. Ces programmes de recherche concernent principalement les questions de transport, d'entreposage, de traitement et de stockage du combustible usé et de ses déchets associés.

La R&D et l'ANDRA poursuivent leur collaboration sur le comportement des colis de déchets en situation de stockage géologique et sur les modèles de simulation du comportement des roches hôtes, l'argilite notamment.

Du fait de son parc nucléaire britannique majoritairement de technologie graphite-gaz (« RAG », réacteur avancé refroidi au gaz), EDF participe au projet européen *Carbowaste* sur la gestion du graphite issu de la déconstruction, aux côtés d'organismes de recherche allemands, du CEA, de l'université de Manchester et de l'ANDRA. Ce projet a démarré en 2013 pour une durée de quatre ans.

EDF Energy oriente principalement ses projets de recherche sur le traitement des déchets à vie longue dont le principal programme *AGR ILW Debris Vaults Engineering Design Review* porte sur le système de suivi des infiltrations d'eau dans l'enceinte pendant la période de démantèlement/maintenance.

6.6.3.3.2 Gestion des effluents radioactifs

En France, la gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales nucléaires obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations. La performance des centrales en termes de rejets radioactifs dépend tout autant de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents que des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radionucléides sous forme liquide par les centrales nucléaires (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Ce résultat est le fruit des efforts accomplis sur la collecte, le tri et l'orientation des effluents à la source, l'augmentation des traitements par évaporation,

la mise en œuvre de procédés de déminéralisation et l'optimisation du recyclage des effluents. Les rejets de tritium et de carbone 14 constituent les seuls rejets radioactifs des centrales nucléaires. De faible radiotoxicité, leur effet sur la dosimétrie est également très faible (très en deçà de la limite annuelle, fixée réglementairement à 1 000 µSv/an pour le public). Des mesures réalisées dans l'environnement par l'exploitant permettent de vérifier l'absence d'impact du fonctionnement des installations.

Enfin, des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact à long terme.

Au Royaume-Uni, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur, compte tenu des variations de production électrique.

6.6.3.3.3 Les déchets industriels

Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF s'engage à limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de *management* environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels privilégie leur réduction à la source, leur tri, leur valorisation (particulièrement pour les déchets de chantier) et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux éco-produits. Une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit, qui porte ses fruits du fait du taux de valorisation en progrès régulier, et ce malgré l'absence de régulation ou de filières organisées dans certains pays.

Valorisation des déchets

En 2013, les activités de construction, de déconstruction ou de maintenance ont augmenté, notamment en France, incluant les systèmes insulaires, mais également au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Hongrie, impactant le volume global de déchets générés et valorisés.

Résultat du groupe EDF

(en tonnes)	2013	2012	2011
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	294 378	253 412	251 908

Taux de valorisation des déchets

(en %)	2013	2012	2011
Groupe EDF	69,6 %	65,6 %	69,3 %
EDF	88,9 %	86,8 %	85,1 %
EDF Energy	90,6 %	83,4 %	67,2 %

1. Données consolidées du pourcentage de participation de la filiale

En France, au sein de l'activité Ingénierie nucléaire, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (« SOGED ») sont désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance et associés à un retour d'expérience annuel piloté par les directions métiers. Cette démarche se généralise pour les grands chantiers, au sein des directions métier du thermique à flamme et de l'hydraulique.

La politique de développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75 % en 2011 à 85 % pour 2012 et 2013. Le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisées) progresse régulièrement ces dernières années, avec un résultat de 89 % en 2013.

Dans les territoires d'outre-mer, où l'isolement et l'absence de certaines filières locales constituent des freins au recyclage et à la valorisation des déchets, le taux de valorisation atteint 92 % en 2013, pour 84 % en 2012.

Au niveau international, EDF Energy au Royaume-Uni a pris l'engagement de réduire ses déchets de 30 % et de ne plus envoyer aucun déchet de bureau en décharge d'ici 2020. Le travail d'identification de solutions alternatives est lancé. Les « plans déchets », élaborés au niveau des sites industriels, ont permis de limiter le taux de déchets envoyés mensuellement dans les sites d'enfouissement (inférieur à 10 %) avec une prévision de près de 95 % des déchets valorisés.

En Pologne, EDF Wybrzeze a mis en service des silos à cendres, permettant la vente de ses cendres volantes et la limitation du transport en décharge. En 2013, la totalité des scories et cendres produites (plus de 1,6 million de tonnes) par les sociétés d'EDF Polska a été réutilisée, que ce soit dans les domaines de la construction, des infrastructures routières ou du remplissage de mines de charbon et de remise en état de terres.

En Chine, 98 % des cendres volantes et les scories générées par la centrale thermique de Figlec ont été vendues en 2013, pour des usages tels que le pavage des routes, le ciment ou la production de briques.

6.6.3.4 Gestion durable des ressources

Le Groupe a plusieurs leviers pour réduire sa consommation des ressources naturelles :

- l'augmentation du rendement des installations et la limitation des pertes lors de la production, du transport et de la distribution grâce à des technologies plus performantes, comme :
 - le remplacement des anciennes centrales thermiques au charbon par des centrales de dernière génération charbon (supercritiques) ou par des cycles combinés gaz,
 - le développement de la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) ;
- l'utilisation de combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) et fissiles (uranium) plus performants ;
- l'augmentation du rendement de l'uranium par le recyclage (du plutonium à travers le combustible MOX) ou la surgénération (capacité de certains réacteurs nucléaires à produire plus de matières fissiles qu'ils n'en consomment) ;
- le développement des énergies renouvelables comme l'hydraulique, l'éolien terrestre et en mer, l'énergie solaire et plus particulièrement photovoltaïque, la biomasse et les énergies marines (hydroliennes et marémotrices) (voir section 6.6.3.4.1 (« Développement des énergies renouvelables »)) ;
- le développement des stations de pompage (STEP) de grande puissance, pour répondre aux besoins de fortes consommations en période de pointe, sans recourir aux ressources fossiles.

Par ailleurs, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise, pour ses clients, des offres intégrant l'efficacité énergétique

des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Ces actions s'organisent à partir :

- d'offres de service de maîtrise de l'énergie (« MDE ») : isolation, rénovation des bâtiments, conseils et diagnostics thermiques ;
- du développement et d'une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- de la gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter les consommations de pointe, émettrices de CO₂ ;
- de l'utilisation de compteurs communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de CO₂ ou des offres en partie compensées « carbone ».

6.6.3.4.1 Développement des énergies renouvelables

Dans un contexte où le rythme de développement des énergies renouvelables dépend fortement des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergies (obligations d'achat ou quotas obligatoires, tarifs de rachat de l'électricité plus ou moins favorables, mesures fiscales incitatives, systèmes de certificats verts, etc.), le groupe EDF poursuit ses investissements, prioritairement dans l'hydraulique et dans des technologies qu'il considère comme matures : l'éolien et le solaire photovoltaïque. Pour atteindre ses objectifs hors hydraulique, il s'appuie principalement sur EDF Énergies Nouvelles. Le groupe EDF s'attache à réduire les risques liés aux changements de réglementations en optimisant ses coûts d'investissements et en renforçant tout à la fois sa diversification géographique et sa stratégie multifilière.

Par ailleurs, l'activité d'exploitation-maintenance exercée par EDF Énergies Nouvelles pour son propre compte et pour le compte de tiers continue de se développer. Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs éoliens conjointement à la reprise de parcs exploités par les fabricants de turbines et arrivées au terme des contrats. À fin décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles assure l'exploitation et la maintenance de plus de 9 000 MW. Aux États-Unis, la société est devenue leader de ce secteur d'activité par l'intermédiaire de sa filiale EDF Renewable Energy.

Investissements

Depuis trois ans, le Groupe consacre au développement des énergies renouvelables la plus grande part de ses investissements opérationnels bruts de développement, devant ses investissements annuels pour le développement du secteur nucléaire. En 2013, la part des énergies renouvelables dans les investissements opérationnels bruts de développement du Groupe s'élève à 36 % (pour 41 % en 2012).

Pour financer les projets futurs d'énergies renouvelables, EDF a lancé en novembre 2013 la première émission obligataire verte (*Green Bond*) en euros réalisée par une grande entreprise. Les fonds levés (1,4 milliard d'euros) sont exclusivement dédiés au financement de projets menés par EDF Énergies Nouvelles. Pour cette émission inaugurale, EDF a pris un double engagement novateur sur les critères d'éligibilité des projets et sur l'allocation des fonds. Les projets sélectionnés devront respecter cinq critères d'éligibilité établis préalablement avec l'agence de notation extrafinancière Vigeo¹ : respect des droits de l'homme et gouvernance dans les pays où sont développés les projets, gestion des impacts environnementaux, protection de la santé et de la sécurité des employés, promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et dialogue avec les parties prenantes locales. Gage de traçabilité, les investissements réalisés feront l'objet d'un audit a posteriori effectué par le cabinet Deloitte & Associés. Cette première opération ouvre la voie à de nouveaux modes de financement pour d'autres activités essentielles du Groupe comme l'hydraulique ou les services énergétiques (voir annexe F (« Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (*Green Bond*) émise par EDF en novembre 2013 »)).

1. Leader européen de la notation ESG (environnemental, social, gouvernance).

Fort de ses investissements continus, le groupe EDF est aujourd'hui leader européen des énergies renouvelables en puissance installée¹. Hors grosse hydraulique, il se situe au 5^e rang du classement, alors qu'il n'était que 10^e en 2011 et, selon la typologie utilisée par IHS, il occupe la seconde place européenne sur les énergies renouvelables émergentes (solaire photovoltaïque, énergies marines, géothermie, petite hydraulique, biomasse, combustion de déchets).

Objectifs

Le Groupe s'est fixé l'objectif d'un mix énergétique de capacités installées composé de 25 % d'énergies renouvelables d'ici 2020. La part des énergies renouvelables dans son mix s'élève à 19,9 % en 2013 (contre 19,3 % en 2012), principalement sous l'effet de la mise en service de grands parcs éoliens terrestres au Mexique, au Canada et en Écosse, et celle de grands parcs éoliens en mer en Grande-Bretagne et en Belgique.

Le gouvernement français s'est fixé l'objectif de développer 6 GW d'éolien en mer d'ici 2020. Dans ce cadre, le Groupe a celui de participer à l'émergence d'une filière industrielle sur l'éolien en mer. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est devenu le chef de file du consortium retenu par les pouvoirs publics pour la construction et l'exploitation d'1,5 GW d'éolien en mer. Un des enjeux de la croissance de la filière sera la réduction des coûts de production. Le programme prévoit l'installation de plus de 200 éoliennes au large des côtes

bretonnes et normandes. EDF Énergies Nouvelles s'est porté candidat sur le second appel d'offres lancé par l'État en 2013 portant sur 1 GW.

Pour contribuer au développement des énergies renouvelables, le Groupe s'attache également à réduire leurs coûts de production en travaillant sur 3 axes :

- réduire les coûts d'ingénierie, notamment en internalisant les prestations de transport et de levage des éoliennes, opérations réalisées auparavant par les fabricants de turbines, ou en passant à des structures tout acier pour supporter les panneaux solaires en lieu et place de structures bois ;
- réduire les coûts d'exploitation-maintenance en développant la maintenance préventive et par exemple en équipant les parcs éoliens d'un système de détection des vibrations, qui permettent d'anticiper les risques de casse des turbines et donc d'augmenter la disponibilité des éoliennes ;
- optimiser les technologies par des programmes de R&D portant par exemple sur l'élévation du moyeu des éoliennes terrestres, leur permettant ainsi d'aller chercher des vents de meilleure qualité et d'augmenter la production par MW installé, ou encore portant sur l'augmentation des rendements des panneaux solaires de nouvelle génération en coopération avec Photowatt et le département R&D d'EDF.

Principaux développements en 2013 dans le Groupe

Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service du barrage de Rizzanese (55 MW) en Corse. ■ Poursuite du projet d'aménagement hydroélectrique de Romanche-Gavet (93 MW, 44 millions d'euros pour 2013) en Isère, pour une mise en service prévue en 2017. Il produira 560 GWh annuels, soit 155 GWh de plus que les aménagements existants. ■ Autorisation obtenue pour augmenter la puissance du barrage de la Coche (+ 64 MW) en France. ■ Démarrage du projet d'augmentation de puissance de la centrale de Lixhe (+ 7 MW) en Belgique, qui concourt au maintien du permis d'exploitation de la centrale. ■ Mise en service industrielle de l'aménagement de Rivière-de-l'Est à la Réunion (1 MW).
Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service du parc de Fallago Rig (144 MW) en Écosse par EDF Energy Renewables, qui s'accompagne de celles de Glasmoor II (12 MW) et Boudary Lane (6 MW) à l'est et au nord de l'Angleterre. ■ Mise en service au Mexique du parc de Bii Stinu (164 MW) co-détenu à 50 % par EDF Énergies Nouvelles et 50 % par le groupe Mitsui & Co Ltd., et de celui de Santo Domingo (100 MW). ■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles et le groupe Enbridge (à 50/50) de la seconde phase du parc de Lac-Alfred (150 MW) au Canada, qui double la capacité de cette ferme éolienne. ■ Mise en service de 134 MW en Turquie par EDF Énergies Nouvelles. ■ Mise en service en France des parcs des Portes de Champagne (12,3 MW) en Champagne-Ardenne, de Fraisse-sur-Argoût (23 MW) dans l'Hérault et de Pouzols (5,1 MW) dans l'Aude. ■ 12 MW supplémentaires mis en service par Edison en Italie.
Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> ■ Achèvement de la construction du parc de Teesside, au nord-est de l'Angleterre, par EDF Énergies Renewables et, conformément aux objectifs annoncés, mise en production des 13 premières éoliennes de cette centrale qui en comptera à terme 27, pour une puissance de 62 MW. ■ Achèvement du parc de 54 turbines C-Power (325 MW), situé à 30 km au large des côtes de Zeebrugge en Belgique, réalisé dans le cadre du consortium C-Power (EDF Énergies Nouvelles : 9,1 %).
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles de la centrale de Catalina (143 MWc) en Californie. Avec plus de 1,1 million de panneaux solaires à couche mince, ce projet constitue la plus grande centrale photovoltaïque jamais construite par EDF Énergies Nouvelles et se place au 8^e rang mondial en termes de capacité installée.

Capacités en cours de construction

Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> ■ Parcs de Hereford (200 MW brut), Longhorn (200 MW brut) et Spinning Spur 2 (161 MW brut) aux États-Unis. ■ Parcs de Blackspring Ridge (300 MW brut) et Rivière-du-Moulin (150 MW brut) au Canada. ■ Parcs d'Ecotera (72 MW brut), Luc-sur-Orbieu (11,5 MW brut), Cornihac (9,2 MW brut) et Vallée de l'Hérault (14 MW brut) en France. ■ Parc de Soma 3 (100 MW brut) en Turquie. ■ Parc de Grassridge (66 MW brut) en Afrique du Sud. ■ Programme de 51 MW de nouvelles capacités en Italie, associé à un programme de <i>repowering</i> des capacités existantes (197 MW). ■ Parcs de Burnhead Moss et Roade (33 MW) en Grande-Bretagne, pour une mise en service en 2014. ■ Extension (4,1 MW) du parc de Burnfoot Hill en Grande-Bretagne.
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> ■ Parcs pour une capacité totale de 144 MW brut en Israël. ■ Parc de Madya Pradesh en Inde (30 MW brut). ■ Parc de Toucan en Guyane (5 MW), qui associe centrale photovoltaïque et stockage d'énergie.
Biogaz	<ul style="list-style-type: none"> ■ Centrale de Heartland (20 MW) aux États-Unis.

1. Source : étude IHS de juin 2013.

Autres développements

Éolien en mer	Phase 3 du projet éolien en mer de Navitus Bay, à l'ouest de l'île de Wight (joint venture 50/50 EDF Energy et Eneco Wind UK Ltd.) pour une capacité installée allant jusqu'à 1 100 MW.
Énergies marines	Avancement des projets de STEP marines (station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer) permettant de stocker l'énergie à la Guadeloupe et à la Réunion, par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires. Mise en service à l'horizon 2020. Installation d'un démonstrateur d'hydrolienne fluviale en Guyane (projet Harvest) par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires, dont l'objet est d'alimenter des populations très éloignées des réseaux, en substitution à l'utilisation de combustibles fossiles. Participation d'EDF Énergies Nouvelles au projet éolien flottant de deuxième génération VertiMed, dans le cadre duquel elle développe au large de Marseille un parc pilote suite à un appel à projet européen.
Solaire	Poursuite du programme pilote Millener dans les départements et territoires d'outre-mer pour équiper les logements de micro-centrales solaires couplées à des stockages d'énergie individuels et à un système de gestion informatisée des consommations d'électricité. En Corse, plus de 300 installations ont été mises en service en 2013.

Recherche

Dans le cadre des synergies développées dans le Groupe, EDF Énergies Nouvelles a signé avec la R&D du Groupe une convention de trois ans. Les principaux sujets de recherche ont porté en 2013 sur la réduction des nuisances sonores pour l'éolien terrestre, la modélisation de centrales photovoltaïques et l'évaluation du rayonnement solaire, ainsi que l'étude de nouvelles technologies comme l'éolien en mer flottant, les houlomoteurs et le stockage de l'électricité produite par les énergies nouvelles.

Le Groupe doit également relever le défi de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées, par nature intermittentes, dans les réseaux. ERDF, premier gestionnaire européen de réseau de distribution électrique, travaille à l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau français, avec l'objectif d'absorber de 15 à 25 GW d'éolien et de 15 à 20 GW de photovoltaïque d'ici 2030.

ERDF, avec l'appui de la R&D du Groupe, expérimente des solutions nouvelles pour lisser les fluctuations de la production d'électricité des éoliennes et pilote notamment avec l'ADEME le démonstrateur Ventea lancé en 2012. Il s'agit de tester des capteurs mesurant la tension du courant fourni par les éoliennes avec une précision de 1 %, pour transmettre leurs données à un automate de régulation.

6.6.3.4.2 Gestion de la ressource en eau

Le groupe EDF a intégré le « risque eau » dans sa politique de gestion des risques, au regard de l'importance de la ressource en eau nécessaire dans ses activités de production d'électricité et de chaleur (refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, production hydroélectrique). Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts. En France, un Comité stratégique du domaine eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre. Cette politique répond à quatre enjeux principaux : préparer l'avenir, dans un contexte de partage plus complexe de la ressource en eau ; répondre aux évolutions

réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local ; optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour le producteur d'énergie.

L'année 2013 s'est caractérisée en France par des conditions hydrologiques très favorables, supérieures de près de 20 % à la moyenne annuelle, dues en particulier à un enneigement record des massifs montagneux. EDF a fait face à tous ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de respect des niveaux d'eau pour le tourisme, de débits restitués, de soutien d'étiage ou à l'agriculture, tout en préservant des stocks suffisants à l'amorce de l'hiver 2013-2014. Les pertes de production sous contrainte environnementale de débit ou de température sont du même ordre qu'en 2012.

Dans le cadre de l'exploitation de ses moyens de production, le groupe EDF cherche à optimiser l'utilisation de l'eau, notamment de ses moyens thermiques. Plusieurs actions ont été entreprises afin de diminuer les consommations d'eau douce des moyens de production. À la Réunion, le dessalement de l'eau de mer permet d'économiser environ 50 000 mètres cubes par an sur le volume d'eau pompé dans les stocks et nappes d'eau douce.

À l'international également, des sociétés ont mis en place des programmes de réduction de la consommation d'eau.

Aux Pays-Bas, Sloe Centrale a réduit la consommation d'eau en base de 50 % suite à un programme de révision des circuits de gaz de sa centrale (*Hot Gas Path Inspection*).

En Hongrie, BE ZRT récupère et recycle les eaux de refroidissement des centrales, ce qui permet d'atteindre jusqu'à 34 % de taux de recyclage sur certaines centrales.

En Pologne, la centrale de Kraków réduit ses consommations d'eau, en utilisant les eaux retraitées d'autres industriels et en collectant les eaux de pluie (près de 680 000 mètres cubes en 2013).

Volumes d'eau prélevée et restituée par le Groupe

(en milliards de m ³)	2013	2012	2011
Eau de refroidissement prélevée	53,9	54,8	55,2
dont la part eau douce	18,3		
dont la part eau saumâtre (ou estuaire)	8,4	28,0	26,8
Eau de refroidissement restituée	53,4	54,2	54,6
dont la part eau douce	18,0		
dont la part eau saumâtre (ou estuaire)	8,4	27,5	26,3

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel, dans les conditions de qualité et de température conforme à la réglementation locale.

Consommation spécifique d'eau évaporée par kilowatt-heure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe

(en litre/kWh)	2013	2012	2011
Eau consommée/production thermique	0,938	0,933	1,002

Implication du groupe EDF sur la scène internationale

EDF assure la co-direction du groupe Eau du *World Business Council for Sustainable Development* (WBSCD), ce qui vient renforcer deux positions stratégiques : la participation du Groupe au *board* des gouverneurs du Forum mondial de l'eau (*World Water Forum*) et la direction du nouveau groupe Eau du MEDEF.

Enfin EDF a rejoint l'initiative de l'OCDE sur la gouvernance de l'eau.

Par ailleurs, en 2012, le groupe EDF s'est engagé à :

- investir les moyens nécessaires au développement des méthodes et outils pour évaluer l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité ;
- maîtriser l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité ;
- créer de la valeur localement et intégrer dès la conception de ses projets d'ouvrages de production la minimisation de l'empreinte eau.

Réalisations 2013 de ces engagements

Sur le premier engagement, compte tenu de la complexité du sujet, un travail sur la méthodologie d'évaluation a été initié en collaboration avec la communauté scientifique internationale.

Sur le deuxième engagement, la méthodologie d'évaluation a été partagée avec les sociétés du Groupe et des échanges ont eu lieu sur le *reporting* et les enjeux eau du Groupe.

Concernant le troisième engagement, le projet de création de valeur s'est concentré sur les ouvrages de production hydroélectrique avec le choix de deux cas d'études : l'aménagement Durance-Verdon en France et le projet Nam Theun 2 au Laos.

Par ailleurs, le Groupe s'est aussi engagé à évaluer la durabilité de ses projets hydroélectriques sur la base des critères du protocole de l'IHA¹. Dans ce cadre, EDF a choisi d'évaluer le projet Romanche-Gavet. Il s'agit actuellement du plus gros projet hydroélectrique en développement en France. Il permettra un gain de puissance et d'énergie produite tout en assurant une meilleure intégration des ouvrages dans la vallée et une réduction significative des impacts sur l'environnement. Menée de mai à juin 2013 par des auditeurs indépendants, l'évaluation a porté sur le projet comprenant le nouvel ouvrage et le démantèlement des centrales existantes. Les résultats montrent une très haute performance du projet au regard des critères de durabilité de l'hydroélectricité du protocole IHA.

6.6.3.4.3 Gestion des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, un plan d'actions est en place. Il se compose de quatre étapes :

- le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF) ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution et élaborer un plan de gestion, enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

1. *International Hydropower Association* : association à but non lucratif fondée en 1995 sous l'égide de l'Unesco pour la promotion d'une hydroélectricité durable, www.hydropower.org.

2. PCB : Polychlorobiphényles.

3. PCT : Polychloroterphényles.

Pour réduire la probabilité du risque de pollution, des synergies fortes se créent au sein du Groupe afin de démultiplier les efforts de substitution de produits dangereux par des produits moins nocifs pour l'environnement et la santé, lorsque cela est techniquement possible. C'est le cas entre EDF, EDF Energy, EDF Luminus, EDF Norte Fluminense et BE ZRT, via une animation renforcée au sein du SME. En Italie, EDF Fenice a lancé un programme de recherche avec l'université de Rome sur la substitution de solvants chlorés. Les actions de R&D pour améliorer les techniques de caractérisation des sols pollués se sont poursuivies, à l'exemple du partenariat Innovasol mené avec l'université de Bordeaux et d'autres industriels. En France, le parc nucléaire a renforcé en 2013 son programme de surveillance des eaux souterraines en intensifiant les mesures réalisées sur les prélèvements d'eau. Dans les territoires d'outre-mer, où le risque de pollution marine et terrestre due au fuel est important, SEI a travaillé avec la société EDF Trading Logistics au renforcement de la sécurité du transport et des procédures de prévention, tout comme à la réalisation d'exercices de crise.

Pyralène

La directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB² et PCT³ ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs.

La décontamination des appareils pollués à plus de 500 ppm a été achevée en conformité avec l'échéance réglementaire du 31 décembre 2010 (70 000 transformateurs ont été éliminés entre 2006 et 2010). Depuis, en anticipation de la réglementation, ERDF s'est engagé dans la dépollution des transformateurs pollués à moins de 500 ppm, pour lesquels l'entreprise s'est fixé un objectif d'élimination totale des PCB à l'horizon 2025, avec un point de passage à 50 % en 2019. Sur les 59 000 transformateurs concernés à fin 2012, 6 000 transformateurs ont été traités en 2013.

Produits phytosanitaires

La Direction Immobilier Groupe a effectué un inventaire des consommations des produits phytosanitaires sur l'ensemble des sites immobiliers qu'elle gère en France.

En 2013, la mise en place du plan d'action pour la réduction des produits phytosanitaires a eu pour premier résultat une réduction des consommations de 7,3 % par rapport à 2012 (21 % par rapport à 2009).

6.6.3.5 Changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) faiblement émetteur de CO₂, le groupe EDF s'engage à rester l'électricien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20 % des émissions en 2020, comparées à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

Pour lutter contre le changement climatique, le Groupe investit dans des moyens de production à faible ou sans émissions de CO₂, dont les énergies renouvelables (voir section 6.6.3.4.1 (« Développement des énergies renouvelables »)) et le nucléaire, et vise une production à 75 % non

émettrice de CO₂ à l'horizon 2020 (pour une capacité brute totale installée d'environ 160 GW¹).

Le Groupe s'engage également à réduire ses émissions indirectes, par exemple celles de ses immeubles tertiaires, grâce à une gestion adaptée du bâti et la mobilisation des salariés.

Bilan comparatif 2010-2012⁽²⁾ des émissions

(en kilotonnes équivalent CO ₂)	2012	2011	2010
Scope 1 ⁽¹⁾ – émissions directes	17 000	14 800	19 600
Scope 2 ⁽¹⁾ – émissions liées aux consommations énergétiques pour le fonctionnement propre de l'entreprise	49	50	57
Scope 3 ⁽¹⁾ – émissions indirectes	16 300	16 000	17 700

(1) les scopes 1, 2 et 3 sont définis par le GHG Protocol, couvrant les six gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆).

(2) Données 2013 non disponibles à la date de publication du document. Les données seront disponibles dans le Cahier des indicateurs : <http://strategie.edf.com/investisseurs-socialement-responsables/indicateurs-de-developpement-durable/indicateurs-281609.html>.

L'évolution observée des émissions de GES entre 2010 et 2012 est corrélée aux variations climatiques en France continentale : 2010, surtout, et 2012 dans une moindre mesure, ont été plus froides que la normale, alors que 2011 a été particulièrement douce.

La hausse de 23 % des émissions directes (scope 1) entre 2011 et 2012 s'explique principalement par une année 2012 plus froide, ce qui a engendré un recours accru aux centrales thermiques à flamme pour la production d'électricité.

Les efforts significatifs d'efficacité énergétique engagés par EDF dans ses bâtiments ont permis de stabiliser les émissions liées à l'électricité consommée pour le chauffage de ses locaux (scope 2), et ce malgré l'effet climat.

Le Groupe accompagne aussi ses clients dans la réduction de leurs propres émissions à travers la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie.

Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur

(en g/kWh)	2013	2012	2011
Groupe EDF	116,3	117,0	99,6
EDF	35,1	35,2	30,4

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire et maintenir à un des plus bas niveaux européens ses émissions de gaz à effet de serre, dans la limite des 150 g/kWh, au regard de son engagement de Responsabilité d'Entreprise pris en 2012 :

- à court terme, par l'optimisation du parc de production actuel, en améliorant la performance d'exploitation ;
- à plus long terme, en adaptant l'outil de production : renouvellement des centrales (turbines à combustion et cycles combinés gaz), préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants.

Depuis 2011, EDF publie le bilan de ses émissions de GES, incluant également les émissions indirectes, allant ainsi au-delà de ses obligations légales (article 75 du Grenelle 2). Ce bilan couvre l'ensemble des activités d'EDF, France continentale et SEI, allant de la fabrication du combustible à la production, jusqu'aux activités de bureau des salariés.

6.6.3.5.1 Réduire les émissions de CO₂ des outils industriels et tout particulièrement de la production

En 2013, le Groupe a émis 80,6 millions de tonnes de CO₂ à l'échelle mondiale. En France, EDF a émis 16,6 millions de tonnes de CO₂, même si près de 96 % de la production électrique est sans émission de CO₂, portant le taux d'émissions spécifiques à 35,1 g CO₂/kWh.

À l'échelle européenne, la dernière étude de PwC², souligne que, « le groupe EDF contribue de façon très significative à maintenir le facteur carbone moyen européen à des valeurs relativement basses » (le facteur carbone 2012 hors EDF s'élève à 452 kg CO₂/MWh, mais seulement à 350 kg CO₂/MWh en prenant en compte l'électricien français).

Optimisation des performances environnementales du parc thermique à flamme (« THF »)

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques, les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

Depuis la mise en service des systèmes de réduction des oxydes d'azote (« dé-NO_x ») ces dernières années, les rejets atmosphériques du Groupe ont considérablement diminué.

1. Intégration des capacités à 100 % pour les sociétés consolidées en intégration globale et au prorata de la quote-part d'intérêt dans le capital au 31 décembre 2013 pour les sociétés consolidées en intégration proportionnelle ou mise en équivalence.

2. Étude de PricewaterhouseCoopers (« PwC »), Facteur carbone européen – Comparaison des émissions de CO₂ des principaux électriciens européens, novembre 2013.

En France, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à très très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBT » à 0,55 % de soufre).

EDF poursuit également avec la R&D, des études sur la réduction des émissions de NO_x avec le projet « Sperone Q600 » (études de configuration Bas NO_x pour optimiser le fonctionnement des chaudières).

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales à cycle combiné gaz à haut rendement et à faible émission de CO₂. Ces installations thermiques performantes, combinées à des installations hydroélectriques et d'énergie renouvelable (parcs éoliens notamment) placent Edison parmi les électriciens les plus faiblement émetteurs en Italie.

En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement confrontées aux rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska est désormais équipée de brûleurs à faible émission de NO_x. En préparation de l'application au 1^{er} janvier 2016 de la directive européenne sur les émissions industrielles qui limitera les rejets de SO_x et de NO_x à 200 mg/Nm³, EDF Polska équipera les unités de cogénération de Cracovie, de Kogeneracja et de Gdansk et Gdynia (ex-EDF Wybrzeże) de systèmes de désulfuration.

Modernisation du parc de production THF

En France, entre 2011 et 2013, le Groupe a mis en service trois cycles combinés gaz (« CCG »), sur les sites de Blénod (430 MW) en 2011 et de Martigues en 2012 et 2013 (Martigues 5 et 6, de 465 MW chacun). Le programme se poursuit avec les travaux de construction du CCG de Bouchain (510 MW) dans le Nord. En effet, EDF a conclu fin 2011 un partenariat avec General Electric pour co-développer sur le site de Bouchain un cycle combiné gaz de nouvelle génération équipé de la technologie « FlexEfficiency50 », bénéficiant des meilleures performances techniques (rendement porté à 61 %, plus 3 à 4 % par rapport à un CCG classique) et environnementales (réduction de 10 % des émissions de CO₂). Sa mise en service est prévue pour fin 2015.

En 2013, des tranches thermique à flamme parmi les plus polluantes ont été arrêtées (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)).

Depuis 2013, au Royaume-Uni, les trois nouvelles tranches du nouveau cycle combiné gaz de West Burton B de 1 300 MW sont en exploitation. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans (durée de vie prévisionnelle), cette centrale contribuera à la réalisation de l'objectif 2020 d'EDF Energy de réduire de 60 % ses émissions spécifiques de CO₂.

En 2013, en Pologne, EC Zielona Góra a terminé la modernisation de sa centrale et remplacé le combustible charbon par du combustible gaz.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon Dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le stockage et le transport de CO₂. En 2013, le démonstrateur de captage de CO₂, construit sur le site du Havre en partenariat avec Alstom et Veolia Environnement et avec le soutien de l'ADEME (Agence de développement et de la maîtrise de l'énergie), a été mis en service.

6.6.3.5.2 Émissions diffuses de gaz à effet de serre

Au-delà des émissions directes de ses installations, EDF s'engage à diminuer ses émissions diffuses (bâtiments tertiaires, véhicules et déplacements professionnels) et à valoriser un programme de maîtrise de la demande en énergie (« MDE ») auprès des salariés du Groupe.

Le groupe EDF gère un parc immobilier tertiaire important (plus de 4,5 millions de mètres carrés hors centrales de production d'électricité). Que ce soit en tant que propriétaire ou en tant qu'occupant, EDF cherche à diminuer l'impact environnemental de ce parc.

Dans le cadre de la politique développement durable d'EDF, la Direction Immobilier s'est fixé un objectif de réduction de 8 GWh par an des consommations d'énergie du parc d'immeubles qu'il gère, au travers de plusieurs leviers :

- actions de MDE via l'exploitation des installations ;
- optimisation de l'occupation des surfaces ;
- renouvellement du parc en propriété ;
- utilisation des meilleures technologies disponibles, dans le cadre des travaux de maintenance notamment ;
- mise en place de contrats de performance énergétique pour tous les locaux dont l'exploitation est déléguée.

En 2013, EDF a consacré près de 10 millions d'euros à l'amélioration de la performance énergétique de son parc immobilier.

EDF adhère à l'*International Sustainability Alliance* (« ISA »), organisation dont le principal objectif est de contribuer au développement du bâtiment durable au niveau européen et mondial. Ce développement passe en premier lieu par la connaissance des performances réelles du parc immobilier existant. Les membres de l'ISA ont donc joint leurs efforts à ceux du BRE (*Building Research Establishment*) pour créer une base de données environnementale de leur parc, qui rassemble d'ores et déjà environ 10 000 bâtiments.

6.6.3.5.3 Maîtrise de la demande en énergie (« MDE »)

6.6.3.5.3.1 L'efficacité énergétique

La promotion de l'efficacité énergétique auprès des clients est intégrée dans la politique de développement durable du groupe EDF comme un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. Un axe essentiel de son travail concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (voir section 6.6.4.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique »)). Début 2013, le Groupe a constitué un pôle Services énergétiques qui regroupe l'ensemble des activités de services énergétiques aux clients, entreprises et collectivités, principalement en Europe. L'efficacité énergétique pour les bâtiments publics et les entreprises tertiaires et industrielles en est l'un des cinq axes de développement prioritaires.

En France, EDF déploie des offres incitant ses clients à maîtriser leur demande énergétique et à solliciter en priorité les moyens de production les moins émetteurs de carbone. Cette démarche lui permet d'obtenir en contrepartie des certificats d'économie d'énergie (« CEE »), dans le cadre du dispositif qui impute à chaque fournisseur des obligations d'économie d'énergie chez ses clients (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité » – « Efficacité énergétique »)). Premier producteur français de CEE, EDF a rempli ses obligations pour la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013.

EDF a également atteint son objectif de réduction cumulée de 2 millions de tonnes d'émissions de CO₂ de ses clients, inscrit dans sa politique de développement durable et couvrant la période de juillet 2009 à juin 2013.

Actions 2013 de MDE et d'efficacité énergétique opérées par EDF sur le marché des particuliers, des entreprises et des collectivités locales

En France

Promotion et formation aux économies d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lancement du site internet dédié aux économies d'énergie www.mamaisonbleuciel.fr pour ses clients particuliers. ■ Financement de la formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment à travers le dispositif FEEBAT, pour développer la capacité de ces entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique (13 000 professionnels formés en 2013).
Sensibilisation/information	<ul style="list-style-type: none"> ■ Organisation d'une campagne d'information sur les éco-gestes (lettre d'information diffusée à plusieurs millions d'exemplaires, applications mobiles, publicité). ■ Réalisation de manifestations sur la maîtrise des consommations énergétiques pour les entreprises, via le Club Business Entreprises. ■ Lancement d'un magazine trimestriel destiné à 100 000 décideurs publics pour apporter une vision prospective des enjeux énergétiques des territoires.
Offres et conseil efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Généralisation du conseil gratuit « Étiquette énergie » permettant aux particuliers de connaître le niveau d'efficacité thermique de leur logement. ■ Lancement de la nouvelle offre « Diagnostic Habitat Bleu Ciel », diagnostic effectué à domicile par un expert en économies d'énergies, comportant un bilan thermique, une simulation de gains potentiels, des préconisations, une évaluation des travaux et un conseil de financement. ■ Souscription par près de 10 % des clients grandes entreprises de l'offre Productivité Énergies, par laquelle EDF s'engage sur un objectif d'atteinte d'économies énergies (rémunération d'EDF en partage des gains réalisés sur une période pluriannuelle). ■ Lancement de l'offre « Sensibilisation aux économies d'énergie » pour aider les collectivités locales à réduire leur consommation d'énergie. ■ Développement des offres « Analyse énergétique du Patrimoine » et « Optimisation énergétique locale » pour les collectivités (diagnostics et solutions énergétiques économiquement pertinentes, valorisant les énergies locales décarbonées pour définir une stratégie énergétique), avec plus de 200 projets en cours.
Expérimentations	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF poursuit ses expérimentations sur les consommations d'énergie pendant les heures de pointe. À Lyon et en Bretagne, l'entreprise développe le projet « modération Conso 18 h - 20 h » qui consiste à tester une nouvelle grille tarifaire pour inciter les clients à limiter leur consommation entre 18 heures et 20 heures, quelques jours en hiver. ■ EDF expérimente également des tarifs à effacement dans le cadre du projet « Une Bretagne d'avance » ; ce programme permet de faire participer les consommateurs à la réduction des pointes de consommation grâce à un système de pilotage à distance de leur chauffage électrique.
Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Signature d'un contrat d'accompagnement avec le Centre national d'études spatiales guyanais à Kourou visant à la réduction des besoins en énergie de 15 % les trois premières années (soit près de 2,7 GWh par an). ■ Réalisation d'un projet pilote de climatisation par l'eau de mer qui réduit de 90 % les consommations d'électricité, mené à la Réunion en partenariat avec l'ADEME et la Région (projet déjà retenu par le CHU de Saint-Pierre). ■ À Électricité de Strasbourg, développement de l'asservissement des équipements de production d'eau chaude solaire et des tarifs à effacement pour 40 % des sites résidentiels (soit près de 200 000 clients) ; promotion du service « Alerte » par SMS pour les clients disposant du tarif « Tempo » ou « Effacement Jour de Pointe ».

À l'international

Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Au Royaume Uni, à EDF Energy, poursuite de l'offre « EcoManager » aux clients particuliers, compteur qui permet de comprendre les consommations d'énergie des appareils électriques en vue de les réduire (253 offres vendues en 2013). ■ Déploiement d'une offre d'isolation gratuite des logements (murs creux, combles) et de remplacement de chaudières dans le cadre du dispositif gouvernemental <i>Energy Carbon Obligation</i> (« ECO ») (voir section 6.3.1.4.1 (« Division Approvisionnements en Énergie et Gestion Clients (« ESCS ») »)), qui rend notamment obligatoire la réduction des coûts du chauffage domestique pour les clients démunis ou âgés de plus de 70 ans. ■ En Hongrie, chez Démasz, lancement d'un projet pilote de compteur « intelligent » ; offre d'un service d'audit énergétique aux clients professionnels.
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> ■ À EDF Energy, action commerciale renforcée sur le segment de marché entreprises autour des offres « Contrats de performance énergétique » et « Efficacité énergétique », qui représentent 46 % des ventes de services de l'entreprise. ■ En Italie, chez Edison, lancement des offres de bilans énergétiques, d'assistance aux systèmes de <i>management</i> environnemental, de conseil en efficacité énergétique et de formation ; mise en place d'actions pilotes sur l'éclairage public avec des partenaires externes.

6.6.3.5.3.2 Ville durable

D'ici 2050, les villes accueilleront les trois quarts de la population mondiale et représenteront près de trois quarts de l'énergie consommée dans le monde¹. Cette tendance met les villes et territoires face à de nouveaux défis : maîtriser l'espace foncier et l'urbanisation, respecter les exigences environnementales, garantir l'accès à l'électricité, améliorer et mailler les transports, renforcer les solidarités interurbaines.

Pour le groupe EDF, la ville de demain devra être économe en énergie, sobre en carbone, verte pour préserver la biodiversité et garantir le confort des habitants, solidaire et inclusive, attractive par son économie et ses services.

En réponse aux attentes des collectivités locales pour une ville plus durable, EDF propose depuis 2013 une approche transverse, structurée en trois phases :

- en amont, du conseil sur les questions énergétiques, permettant d'identifier et de caractériser les ressources énergétiques locales, actuelles et à l'horizon 2030, mais aussi d'identifier les secteurs prioritaires d'économies de ressources. Il s'agit ensuite de fournir une analyse des options envisageables en tenant compte des paramètres de consommation d'énergie, de précarité énergétique et de transport dans le but de faire les meilleurs choix énergétiques sur le territoire considéré ;
- la conception et la réalisation d'équipements, assorties d'une offre d'exploitation et de maintenance, portées, pour les nouveaux quartiers, par EDF Optimal Solutions qui développe de nouvelles solutions bas carbone (récupération de l'énergie perdue des nappes phréatiques ou de l'eau de mer, biomasse, solaire). Pour la ville existante, EDF aide les collectivités à cibler les logements les plus énergivores et à réaliser les travaux les plus judicieux entre investissement requis et gains attendus. Elle peut intervenir sur l'éclairage public (30 à 40 % du budget énergie d'une ville), qui présente, grâce aux sauts technologiques récents, le meilleur retour sur investissement, inférieur à dix ans. La fourniture d'équipements intègre aussi un volet mobilité alternative bas carbone (navettes électriques, auto-partage, infrastructures de charge) ;
- en aval, le suivi et la mesure de la performance énergétique des installations (*management* énergétique), accompagnés d'actions pédagogiques pour sensibiliser les usagers aux économies d'énergie (pédagogie comportementale).

À l'international, EDF concentre son action sur l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement. Dans la région du Maroc oriental, le Groupe construit depuis 2012 un projet qui rassemble les acteurs locaux autour du développement de l'efficacité énergétique et de l'utilisation des énergies renouvelables locales. Dans ce cadre, les premières actions réalisées ont été une étude en partenariat avec l'ADEME dans la ville d'Oujda sur les consommations d'énergie des familles par type d'usage, l'élaboration d'une charte sur l'efficacité énergétique des nouvelles constructions de la région (en anticipation de la future réglementation thermique marocaine), des audits énergétiques de bâtiments, des plans lumière adaptés en fonction de la nature des quartiers à éclairer.

En 2013, EDF et Veolia ont également signé un contrat de collaboration avec le *Housing Development Board* de Singapour, principal constructeur de logements de la ville, pour développer un outil informatique de modélisation urbaine. La collaboration couvre l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs systèmes d'air conditionné, ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre la possibilité de traiter l'intégration de panneaux photovoltaïques dans l'habitat, la végétalisation des toits et le recyclage total de l'eau.

6.6.3.5.3.3 Les enjeux des réseaux intelligents

L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur.

Des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication (« NTIC »), favoriseront la transition vers une économie énergétique décarbonée :

- ils faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages (pompes à chaleur, véhicules électriques, véhicules hybrides rechargeables...). C'est un enjeu clé pour l'avenir des réseaux de distribution. L'objectif est de créer des réseaux maillés, équipés d'organes de manœuvre télécommandés et de logiciels pour repérer les parties de réseau endommagées et compenser les défaillances, voire optimiser l'acheminement de l'électricité. Les distributeurs du Groupe coopèrent sur ces nouveaux réseaux. ERDF a participé au lancement de l'association *EDSO for smart grids* avec d'autres distributeurs européens ayant pour objet la mise en commun des expériences et l'élaboration d'un standard ;
- ils doivent par ailleurs permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

En France, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, les compteurs communicants. Il vise la modernisation de ses 35 millions de compteurs électriques répartis sur le territoire national. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine (voir section 6.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)).

Par ailleurs, ERDF pilote le projet européen GRI4EU (*Grid for you*) qui répond au programme de recherche sur les réseaux intelligents financé par la Commission européenne. Il s'agit du plus important projet co-financé par l'Union européenne dans le domaine des réseaux intelligents (25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros). Il rassemble un consortium de six distributeurs européens qui représentent 50 % des clients en Europe.

L'objectif est de progresser de manière collaborative sur :

- l'intégration des sources de production à partir d'énergies renouvelables ;
- l'automatisation et la sécurisation du réseau électrique ;
- la participation efficace des clients à la gestion de leur consommation ;
- l'accompagnement du développement de véhicules électriques et de solutions de stockage de l'électricité.

6.6.3.5.4 Adapter les métiers du Groupe au changement climatique

Le changement climatique ayant des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, EDF a mis en place une stratégie d'adaptation au changement climatique, qui constitue notamment une réponse appropriée au Plan national d'adaptation au changement climatique 2011-2015 de la France, concentrant l'essentiel du parc nucléaire et des réseaux de distribution du Groupe. Cette stratégie concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres aux clients, l'optimisation production/consommation et les thèmes de R&D, et s'organise autour des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques extrêmes ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

1. Source : Agence internationale de l'énergie.

En France, EDF pilote l'action 3.3 du Plan national d'adaptation au changement climatique : « Dans le secteur de l'énergie, améliorer les performances en termes de prélèvements et de consommations d'eau des centrales existantes et à venir ».

Les centrales nucléaires ont été conçues avec un haut niveau de résistance vis-à-vis d'agressions climatiques externes. Afin d'améliorer leur efficacité par temps chaud, des travaux de rénovation (près de 400 millions d'euros jusqu'en 2019) sont mis en œuvre sur 15 centrales françaises équipées de tours aéroréfrigérantes.

Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (« GIEC »), le niveau des mers et des océans augmente et pourrait croître encore de 18 à 42 centimètres d'ici 2100, en conséquence au changement climatique. Cette hausse potentielle a été intégrée dans la conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe. Ainsi l'EPR de Flamanville est-il construit 4 mètres au-dessus de la prévision maximale de la hausse du niveau des océans.

Au Royaume-Uni, en complément de la stratégie d'adaptation du Groupe, EDF Energy a intégré le programme JER (*Japanese Earthquake Response*) d'études sur les événements météorologiques extrêmes, travaille avec le *Met Office* (service national de météorologie britannique) et des universités sur des études météorologiques de long terme, et a confié à sa R&D des travaux sur l'adaptation aux épisodes pluvieux extrêmes.

Outre-mer, les quatre nouvelles centrales thermiques diesel que construit EDF intègrent dans leur conception les risques liés au changement climatique : digue de protection contre les tsunamis (vagues de 13 mètres de haut) à la Réunion, digue de protection contre les inondations (période de retour de 2 500 ans) à la Martinique. Tous les ouvrants des bâtiments industriels sont protégés contre les vents cycloniques et des bassins spécifiques permettent de collecter les eaux des gros orages.

Aléas climatiques

Face à la récurrence des phénomènes climatiques d'envergure, EDF et ERDF ont établi un plan « Aléas climatiques ».

EDF a mis en place des mesures pour renforcer la résilience aux aléas climatiques externes (surmonter les événements exceptionnels, puis restaurer l'état initial le plus rapidement possible). Le retour d'expérience de l'accident de Fukushima est intégré dans ces mesures et s'est suivi de la mise en place d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN »), déployable depuis le 1er janvier 2013 (voir section 4.2.2.1 (« Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire »)).

Le plan d'ERDF décrit les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,3 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Il couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. L'essentiel du plan consiste à enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés et à fort enjeu vis-à-vis de la réalimentation des clients. Dans ce cadre, ERDF a déposé de 2007 à fin 2013, 27 400 kilomètres de lignes aériennes HTA, dont 12 600 à risque climatique avéré. Par ailleurs, 98 % des réseaux neufs HTA sont enfouis et 80 % des réseaux neufs basse tension utilisent des techniques discrètes, plus sûres.

En complément de ce programme d'investissement, une Force d'intervention rapide électricité (« FIRE ») a été conçue. Elle peut mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger. En 2013, elle a été déclenchée à trois reprises.

6.6.3.6 Protection de la biodiversité

6.6.3.6.1 Politique biodiversité du groupe EDF

Les activités industrielles du groupe EDF sont implantées au milieu d'espaces naturels, parfois remarquables. Elles interagissent avec cette biodiversité et tirent bénéfice des services rendus par les écosystèmes. La biodiversité constitue un enjeu économique fort pour le Groupe, son non-respect pouvant entraîner des arrêts de chantiers ou de centrales, ou encore l'interdiction de démarrer de nouveaux programmes industriels.

L'engagement du Groupe est structuré par sa politique biodiversité (2009), qui s'articule autour de trois objectifs, en lien avec les indicateurs de la *Global Reporting Initiative* (« GRI4 ») :

- développer la connaissance des milieux naturels et des impacts potentiels des activités du Groupe sur ces écosystèmes ;
- préserver la biodiversité, en protégeant ou restaurant les espaces naturels ;
- informer, sensibiliser et former les salariés et les riverains, et dialoguer, notamment avec les communautés scientifiques et associatives.

Cette politique est déclinée par les sociétés et directions métiers du Groupe, qui mettent en œuvre des stratégies adaptées à l'exercice de leur activité et aux réglementations locales. Elle s'inscrit dans le système de *management* de l'environnement certifié ISO 14001.

Par ailleurs, la Direction Développement Durable du Groupe oriente et pilote, en lien direct avec les métiers et les filiales, une politique de partenariats biodiversité pour favoriser les échanges techniques, soutenir des projets conduits par des associations et mettre en œuvre des programmes concrets. En France, elle se poursuit prioritairement avec les ONG partenaires historiques de l'entreprise : Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération nationale pour la pêche en France (voir section 6.6.4.2.3 (« Une stratégie de partenariats développement durable revisitée »)).

6.6.3.6.2 Sensibilité des sites de production à la biodiversité (indicateurs EN11 et EN14 de la GRI4)

En France, la grande majorité des sites de production d'EDF se situe dans ou à proximité de sites protégés (80 % des sites hydrauliques sont dans ou à proximité d'un site Natura 2000), préservés de l'agriculture et de l'urbanisation et à proximité de cours d'eau, facteurs qui favorisent la biodiversité. Les centrales thermiques et nucléaires effectuent leurs prélèvements et rejets dans les rivières ou dans la mer. Les sites et terrains de l'entreprise situés à proximité d'aires protégées ou de zones riches en biodiversité présentent des enjeux de biodiversité prioritaires. Il est donc indispensable pour l'entreprise d'en avoir une connaissance fine afin de bien concilier la préservation de cette biodiversité et l'activité industrielle.

Sites de production d'EDF aménagés, en tout ou partie, dans des aires protégées et des zones riches en biodiversité

Catégories UICN	Nombre de sites industriels		
	Nucléaire ⁽¹⁾	Thermique à flamme ⁽²⁾	Hydraulique
I Réserves naturelles nationales	2		14
II Parcs nationaux (zone cœur)			18
III Sites classés et inscrits			53 classés et 113 inscrits
Arrêtés de protection de biotope (« APB »)	1	2	39
Réserves biologiques (intégrale ou dirigée)			4
IV Réserves nationales de chasse et de faune sauvage	1		7
Parcs naturels régionaux	4	1	109
V Parcs naturels marins	1		
Zones riches en biodiversité			
Zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (« ZNIEFF »)	15	7	458
Natura 2000 (zones de protection spéciale, sites d'intérêt communautaire)	13 ⁽³⁾	2	167
TOTAL (différent de la somme directe des colonnes du fait de la superposition de certaines classifications sur un même espace)	21	15	502

(Source : EDF)

(1) Sites en exploitation et déconstruction.

(2) Sites en exploitation.

(3) Via les ouvrages de rejet.

Principales actions menées en 2013

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Développement d'indicateurs de qualité écologique en partenariat entre la R&D d'EDF et le Muséum national d'histoire naturelle. ■ Analyse des milieux naturels sur et à proximité immédiate des 19 sites de production nucléaire et des sites en déconstruction de Brennilis et Creys-Malville, des sites de production thermique à flamme en activité, déconstruits ou en déconstruction. ■ Lancement d'un « Atlas Biodiversité » des sites de la branche hydraulique pour évaluer leur intérêt écologique. ■ Lancement d'un guide sur la prise en compte des espèces qui interagissent avec les activités hydroélectriques.
Edison	<ul style="list-style-type: none"> ■ Achèvement du programme « Évaluation de la valeur de la biodiversité ». ■ Analyse des écosystèmes naturels en amont et en aval du barrage de Chievolis dans le Frioule.

6.6.3.6.3 Caractérisation et gestion des impacts (indicateurs EN12 de la GRI4)

Les impacts potentiels génériques des activités de production d'EDF concernent principalement :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment :
 - des ouvrages de production hydraulique, qui entraînent des modifications de la biodiversité à l'amont des ouvrages en cas de constitution de retenues et à l'aval, en raison de la fragmentation des espaces et des limitations ou variation du débit ;
 - des ouvrages thermiques (à flamme et nucléaire), de manière plus limitée ;
- les habitats naturels terrestres et la faune et la flore qu'ils abritent, au cours des chantiers de nouveaux projets ou de maintenance ;

- le compartiment aérien (oiseaux et chauves-souris) avec les réseaux aériens de distribution, les installations éoliennes.

Toutefois, certains espaces des centrales thermiques ou hydrauliques d'EDF peuvent aussi constituer des espaces de protection ou de reconstitution de biodiversité.

Pour tous les projets d'ampleur, des études précises des effets sur la biodiversité sont conduites et formalisées dans les études d'impact environnemental. En particulier, les mesures d'évitement et de réduction des impacts significatifs sur la biodiversité y sont présentées dans l'esprit de la doctrine ERC (Éviter – Réduire – Compenser) du ministère en charge de l'écologie, ainsi que les éventuelles mesures compensatoires des impacts résiduels qui n'ont pas pu être évités.

Principales actions menées en 2013

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Surveillance hydroécologique et radioécologique des sites nucléaires et des principaux sites thermiques à flamme avec des partenaires nationaux (Onema, Ifremer, Irstea, IRSN...). ■ Mise en place lors de la rénovation de la prise d'eau de la centrale thermique de Cordemais d'une pompe permettant de réduire l'aspiration des poissons.
EDF Énergies Nouvelles	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en place de dispositifs d'effarouchement des oiseaux et des chauves-souris sur le parc éolien d'Aumelas. ■ En France, partenariat avec la Ligue de protection des oiseaux (« LPO ») pour étudier les enjeux biodiversité de l'éolien en mer. ■ Gestion différenciée des espaces verts sur toutes les centrales photovoltaïques pour préserver les périodes de reproduction des espèces.
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> ■ Études préalables à la construction d'une digue anti-inondation sur le site nucléaire de Dungeness B, qui ont révélé la présence de deux espèces protégées (Phalène du buplèvre et orchidée Ophrys araignée). Le plan de préservation a reçu l'approbation de <i>Natural England</i> qui a accordé l'autorisation des travaux.
ERDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Élargissement à l'Ardèche des actions de sauvegarde de l'Aigle de Bonelli auparavant centrées sur la région Méditerranée. ■ 50 nouveaux sites sensibles équipés de balises avifaunes pour réduire les risques de collision des oiseaux.
Systèmes Énergétiques Insulaires	<ul style="list-style-type: none"> ■ En Guyane, suivi du niveau d'oxygénation et de méthane des eaux de retenues du barrage de Petit-Saut (365 km² d'écosystème fluvial et forestier transformé en écosystème lacustre). Les retours d'expérience de ces observations nourrissent les travaux menés sous l'égide de l'Unesco sur l'hydroélectricité en milieu tropical. ■ À la Réunion, après transformation de l'éclairage public, formation des personnels aux mesures de sauvegarde du Pétrel (espèce endémique classée « en danger » sur la Liste rouge de l'UICN) en cas d'échouages et tests de dispositifs anticollision sur les lignes. ■ À la Réunion : étude sur le Gecko vert des Hauts (reptile endémique protégé) sur le site du barrage de Rivière-de-l'Est.
EDF Luminus	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite des études sur la mortalité des poissons et des anguilles, condition préalable au permis d'exploitation de la centrale hydraulique de Lixhe. Élargissement du programme à deux autres sites hydrauliques.

6.6.3.6.4 Actions de protection et de restauration (indicateur EN13 de la GRI4)

La prise en compte de la biodiversité amène aujourd'hui le groupe EDF à devenir un gestionnaire d'espaces naturels, le plus souvent en partenariat avec des associations locales, soit dans le cadre de la mise en place et de la gestion de mesures compensatoires, soit de façon délibérée sur ses terrains.

Le groupe EDF accompagne également le déploiement de politiques publiques en faveur de la biodiversité :

- EDF et ERDF sont engagés dans plusieurs Plans nationaux d'action (« PNA ») : Desman des Pyrénées, Vautour moine, Gypaète barbu, Loure d'Europe, Apron du Rhône, Aigle de Bonelli ;
- certains sites du groupe EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 ;
- le groupe EDF structure une démarche interne pour intégrer les recommandations de lutte contre les espèces exotiques envahissantes afin de limiter leur expansion sur le territoire.

Principales actions menées en 2013

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en place de mesures de préservation du Lézard des murailles sur le site de la centrale à cycle combiné gaz de Bouchain. ■ Plan de préservation de l'orchidée Ophrys de la voie aurélienne sur le site de la centrale à cycle combiné gaz de Martigues. ■ Signature d'une convention de partenariat entre le métier hydraulique et la Ligue de protection des oiseaux (« LPO ») pour la gestion de la biodiversité sur certains sites hydrauliques.
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> ■ Projet EPR d'Hinkley Point C : validation des plans de gestion de l'habitat naturel (phase chantier) et des plans de réduction des impacts et de suivi écologique (phase exploitation) par les autorités locales. ■ Obtention du label <i>Wildlife Trust Biodiversity Benchmark</i> pour la gestion environnementale de la centrale nucléaire de Dungeness B. Le site est reconnu SSSI (site d'importance scientifique spéciale) et en partie classé d'importance européenne. 100 % des centrales nucléaires anglaises sont désormais labellisées. Soumission d'une demande de labellisation pour les deux centrales nucléaires écossaises en 2014.
EDF Luminus	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en place de zones vertes sur le site de la centrale thermique gaz d'Angleur et définition d'un plan de lutte contre les espèces invasives.
ERDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Étude sur la création de corridors écologiques dans le cadre de la trame verte et bleue avec le Club Infrastructures Linéaires et Biodiversité (CIL & B). ■ Évaluation de l'efficacité des mesures environnementales en région méditerranéenne par la LPO, à titre expérimental.
Systèmes Énergétiques Insulaires	<ul style="list-style-type: none"> ■ À la Réunion, création d'une station botanique pour étudier une orchidée endémique, qui servira de banque d'espèce en prévision d'opérations de revégétalisation. ■ Participation au projet « Koudmen pour la mangrove » en Guadeloupe, opération de restauration écologique du littoral récompensée du 1^{er} prix de la palme Ifremer. ■ Opération de restauration du patrimoine avec le Conservatoire du littoral de Martinique. ■ Création de récifs artificiels propices au développement du corail via l'immersion d'anciens pylônes électriques à la Réunion.

6.6.3.6.5 Mesures compensatoires (indicateur EN15 de la GRI4)

En France, EDF a été sélectionné par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie en 2012 pour devenir opérateur de compensation de biodiversité en Isère, sur le projet Combe Madame. Cette expérimentation fait partie des outils de compensation biodiversité actuellement en test. Elle consiste à gérer écologiquement, avec des partenaires locaux et des ONG, 120 hectares appartenant à EDF afin de réhabiliter les milieux et permettre le retour d'espèces alpines remarquables. Cette initiative pourra permettre aux aménageurs de la région de compenser l'impact de leurs travaux sur les milieux naturels.

6.6.4 Informations sociétales

La démarche sociétale du groupe EDF vise à créer et développer les liens et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes externes à tous les niveaux (mondial (ONU, ONG), régional (Union européenne...), national et territorial), à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, en contribuant à réduire la précarité énergétique et à dynamiser les liens internes au Groupe.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations-unies. Elle est intégrée dans la politique développement durable du groupe EDF, l'accord RSE et le Contrat de service public.

6.6.4.1 Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes

Le nouveau référentiel éthique

La décision prise par la direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique a conduit en 2012 à l'élaboration concertée et à l'adoption par le Comité directeur du Groupe et le Conseil d'administration d'EDF de la Charte éthique Groupe.

La Charte complète les lois, règles et conventions nationales et internationales en rappelant les valeurs, les principales actions et les règles de conduite qui conditionnent la vie au travail dans chacune des sociétés et pour chacun des salariés du Groupe. Elle doit être connue et partagée par tous dans le Groupe. Elle est accessible directement sur le site edf.com, en français et en anglais, les traductions locales étant assurées par les sociétés. En avril 2013, le Président-Directeur Général (« P-DG ») a lancé le déploiement et la diffusion de la Charte dans tout le Groupe. La première phase de diffusion s'est effectuée au périmètre des principales sociétés, représentant environ 85 % des effectifs du Groupe.

Conformément à la Charte, tout salarié du Groupe peut exercer son droit d'alerte, confidentiel et sans risques, vis-à-vis de son manager, ou d'un interlocuteur éthique dédié dans l'unité ou la société concernée. En dernier recours, le salarié peut s'adresser à la Commission éthique & déontologie du Groupe¹, organisme créé en 2013. Elle est composée d'un président nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, d'un secrétaire exécutif, de cinq membres délibératifs et de trois membres consultatifs.

C'est un organisme de conseil, de consultation et d'appui. Il est destinataire du *reporting* de chaque société sur la mise en œuvre de la démarche éthique du Groupe. Son président rapporte, au nom de la Commission, au Président-Directeur Général d'EDF, ainsi qu'au Conseil d'éthique du Conseil d'administration d'EDF.

La prévention de la fraude

La décision du Président-Directeur Général sur la lutte contre la fraude au sein du Groupe, reposant sur un principe de tolérance zéro, est entrée en application dès la fin 2010. Pour en assurer la mise en œuvre, les managers ont élaboré et adopté des plans de lutte antifraude au sein des principales entités et se sont appuyés sur la diffusion du guide pratique de prévention de la fraude au sein du Groupe.

L'ensemble des actions à caractère éthique est soumis au dispositif de contrôle interne du Groupe et a permis de généraliser les pratiques incitatives d'autoévaluation et de partage des bonnes pratiques dans le cadre des prescriptions concernant l'éthique et la lutte contre la fraude, placées parmi les premiers titres du Guide de contrôle interne du Groupe.

En 2012, un groupe de travail « traitement des alertes Fraude » a été constitué au périmètre d'EDF, pour fournir aux différents niveaux de la ligne managériale une méthodologie et des outils pour appréhender et gérer les alertes susceptibles de constituer des fraudes. Le processus a été présenté au second trimestre 2013 au Secrétaire général du Groupe, qui a demandé d'élargir le champ de ce processus aux autres sociétés.

La prévention de la corruption

Sur la corruption, la mise en œuvre de la décision du Président-Directeur Général du 31 mai 2010 sur les contrats de consultants et de mandatement a renforcé les procédures de validation des contrats d'intermédiation. Un dispositif de contrôle de ces contrats a été mis en place au niveau de la Présidence du Groupe.

Le lancement d'un programme de sensibilisation au risque pénal EDF (décision du Président du 28 juillet 2011) a entendu répondre à l'émergence, avec le développement du Groupe et son implantation diversifiée dans le monde, d'une exposition accrue à ce type de risque. Celle-ci est également l'effet d'un durcissement des législations anticorruption américaines (*Foreign Corrupt Practices Act*) et britanniques (*Anti-Bribery Act*), dont la dimension extraterritoriale contribue à la formation d'une réglementation répressive internationale.

L'internationalisation croissante des activités du Groupe dans des contextes réglementaires évolutifs conduit EDF à lancer un programme d'harmonisation de ses pratiques de prévention de la corruption sous toutes ses formes.

La politique de conformité « concurrence »

Le respect des règles de concurrence constitue une priorité absolue pour le groupe EDF.

Pour réduire l'exposition du Groupe aux risques liés à l'application des règles de la concurrence, le programme de conformité concurrence, décidé par le Président le 22 décembre 2010, a étendu en 2011 les actions de sensibilisation et de formation au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues. Ce programme comporte un ensemble de mesures de sensibilisation, de formation et de contrôle destinées à diffuser au mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et à responsabiliser les salariés et collaborateurs sur le respect de ces règles.

La politique de prévention de violation des droits de l'homme

Dans le cadre de ses engagements de Responsabilité d'Entreprise, le groupe EDF s'est engagé à ne tolérer aucune violation des droits de l'homme, fraude et corruption, pour toutes les sociétés du Groupe et pour ses fournisseurs.

Cet engagement s'est traduit notamment par la signature du Pacte mondial (*Global compact*) des Nations-unies et l'introduction de clauses éthiques dans tous les contrats d'achats à long terme avec ses fournisseurs.

Par ailleurs, EDF est membre fondateur de l'association EDH (Entreprises pour les droits de l'homme).

1. Formulaire disponible sur le site edf.com, adressé au mail dédié alerte-ethique@edf.com.

6.6.4.2 Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes

Le Groupe s'est investi dans un dialogue qu'il souhaite plus efficace avec ses parties prenantes, à toute échelle de territoire. Dans ses engagements de Responsabilité d'entreprise, il a pris celui de favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles et s'engage à ce que huit de ses sociétés aient mis en place un espace de dialogue formalisé avec leurs parties prenantes d'ici fin 2015 ; actuellement, cela a été réalisé pour trois sociétés : EDF, EDF Energy et Edison.

Chaque société du Groupe dialogue avec ses parties prenantes, selon les modalités qui lui sont propres, selon cinq axes communs :

- la concertation de proximité autour des sites de production et pour les projets de nouvelles implantations industrielles ;
- les relations organisées avec les clients, les fournisseurs, les partenaires sectoriels, les associations socioprofessionnelles, les collectivités publiques et les institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités représentatives dans des conseils ou panels indépendants (voir section 6.6.4.2.2 « L'éclairage de panels indépendants ») qui apportent aux dirigeants du Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation/formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

6.6.4.2.1 Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels

Sites de production

En France, 38 commissions locales d'information (« CLI »), composées d'élus, de représentants de l'État et des mondes associatifs et socioprofessionnels, assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. EDF collabore avec les CLI établies auprès de ses centrales et leur fournit les informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission.

Au-delà de ce dispositif réglementaire, EDF a mis en place dans chaque centrale nucléaire un centre d'information du public (« CIP »), chargé d'informer les populations riveraines sur le fonctionnement et les impacts des centrales, les enjeux énergétiques, mais aussi sur la maîtrise de la consommation d'énergie ou la présentation des métiers porteurs d'emploi du secteur électrique. Sans rupture avec l'année précédente, l'image d'EDF auprès des populations riveraines reste largement positive : 86 % en ont une bonne image, 84 % estiment que les centrales nucléaires ont un haut niveau de fonctionnement et 78 % leur reconnaissent un impact positif en matière d'activité économique.

Dans le domaine hydraulique, EDF a poursuivi ses campagnes permanentes d'information et de prévention des usagers de l'eau sur les risques de variation de débit dans les rivières, ainsi que le recours aux hydroguides chargés de la prévention sur le terrain pendant les périodes estivales. Des relations spécifiques ont été nouées sur des projets locaux comme la création d'un Comité de suivi du projet d'aménagement du barrage de Poutès en Haute-Loire, associant élus, services et représentants de l'État et ONG.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trois à quatre fois par an en fonction des demandes) avec les parties prenantes locales sur les questions liées à ses activités et à leurs impacts. Conformément à l'objectif annoncé en 2012, elle a créé en 2013 trois nouveaux centres d'information du public à proximité de ses installations nucléaires (sept nouveaux centres en deux ans). Compte tenu de son programme industriel, l'entreprise a également engagé à travers le programme *Better Energy* une réflexion pour renforcer sa relation aux populations riveraines sur le long terme, et publiera en 2014 ses nouvelles ambitions, assorties d'objectifs.

Nouveaux projets industriels

En France, les procédures d'autorisation pour la construction du cycle combiné à gaz de Bouchain ont été obtenues dans un délai court de 16 mois, grâce à l'organisation d'un dialogue dynamique avec les riverains, l'administration, les collectivités et associations locales.

La construction du terminal méthanier de Dunkerque a fait l'objet d'une procédure réglementaire de débat public. En 2007, la concertation avait amené des modifications du projet initial, qui visaient notamment à éviter d'empiéter sur une zone protégée avec risque de destruction d'espèces d'oiseaux et de plantes menacées de disparition et à préserver les lieux de vie et de loisir des familles. Depuis le démarrage du chantier, le dialogue local se poursuit et aboutit à des solutions co-construites avec les différentes parties prenantes : mesures de compensation environnementale définies avec un comité d'experts et les associations de protection de l'environnement, mesures de développement social et économique en lien avec les collectivités et acteurs économiques locaux, implantation *in situ* d'une unité de production de béton et acheminement d'une partie des matériaux par barge maritime pour réduire les acheminements par camions, sujet d'inquiétude des populations riveraines.

Dans le cadre du développement des trois projets éoliens en mer d'EDF Énergies Nouvelles (Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire), trois débats publics ont été organisés de mars à juillet 2013, ainsi que le prévoit le Code de l'environnement pour les projets supérieurs à 300 millions d'euros. Ils ont réuni plus de 5 000 personnes. Les principales attentes portent sur le respect de l'environnement, la prise en compte des usages de la mer, les nuisances lors des travaux, l'impact visuel (visibilité depuis les côtes) et les retombées économiques. EDF Énergies Nouvelles va poursuivre le dialogue de manière volontaire par la mise en œuvre de réunions publiques régulières et l'installation de permanences à proximité des futurs sites.

À l'international, l'année 2013 a été marquée par la confirmation de l'engagement du groupe EDF dans la partie sous-marine du projet de gazoduc *South Stream*. Ce gazoduc reliera Anapa en Russie à Varna, en Bulgarie, en traversant successivement les zones économiques russe, turque et bulgare. Il est prévu de mener ce projet en respectant les législations nationales, les directives européennes, les conventions et protocoles internationaux, les standards des institutions financières internationales et selon les bonnes pratiques industrielles portant sur les performances environnementales et sociales.

Des rapports d'étude d'impact sont en cours pour l'ensemble des pays concernés. Ils comprendront un volet socio-économique, un volet environnemental et social et un dernier sur l'héritage culturel, terrestre et maritime, et prendront également en compte les avis émis par les parties prenantes. Ces rapports seront publiés à la mi-2014.

6.6.4.2.2 L'éclairage de panels indépendants

Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe et ses sociétés leur vision externe : le Panel développement durable international, le Conseil Développement durable France et les Conseils scientifique et médical pour EDF en France, le *Stakeholder Advisory Panel* pour EDF Energy, et le *Social Committee* pour Edison (en cours de refonte).

Le Panel développement durable international est une instance de dialogue rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des Conseils Développement durable et scientifique France, ainsi que le président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy. Il conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de développement durable et de leur mise en œuvre.

En 2013, le Panel développement durable international s'est réuni deux fois pour examiner les engagements de Responsabilité d'Entreprise pris par le Groupe en 2013 et la nouvelle politique de développement durable Groupe qui sera mise en place au premier semestre 2014. Chaque année, il émet un avis critique sur les performances développement durable du Groupe¹.

1. Le rapport développement durable du Groupe, publié au premier semestre 2014, est consultable exclusivement sur internet, à l'adresse : <http://rapport-dd-2013.edf.com/fr/avis-du-panel-des-parties-prenantes>.

Le Conseil développement durable France, lui aussi composé de personnalités externes et représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités d'EDF, questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre, en matière de développement durable.

En 2013, il s'est réuni deux fois pour examiner les sujets liés à la déconstruction des centrales nucléaires et à la place de l'électricité dans le chauffage des bâtiments.

Sur la question de la déconstruction, il adhère à la stratégie dite de « démantèlement immédiat » (choix de l'Autorité de sûreté nucléaire et avec laquelle la loi financière est en conformité) et formule le souhait qu'EDF interroge en permanence ses stratégies de déconstruction, en s'inscrivant dans une démarche d'« évaluation par les pairs » préconisée au niveau européen (Directive du 19 juillet 2011). Parmi ses six autres recommandations, il préconise à EDF d'assumer un rôle structurant dans l'émergence d'une filière industrielle de déconstruction d'installations nucléaires, et il invite l'entreprise à jouer un rôle proactif dans la fixation d'un seuil de libération des déchets radioactifs, aspect décisif en termes de volumes.

Concernant la place de l'électricité dans le chauffage des bâtiments, il souhaite qu'EDF approfondisse le scénario « zéro émission de carbone dans le chauffage » (développement de l'isolation des bâtiments et recours massif aux pompes à chaleur aux performances optimisées) présenté par l'entreprise, dont il souligne que la pertinence a manqué dans le débat sur la transition énergétique.

Le Conseil scientifique d'EDF est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur l'impact des évolutions scientifiques et techniques sur ses métiers ainsi que sur ses actions de recherche à moyen et long termes. Il examine des dossiers thématiques faisant objet d'un rapport détaillé et émet un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF.

En 2013, le Conseil a traité trois sujets :

- villes et territoires de demain : quels enjeux, quel rôle pour l'électricien ;
- approche industrielle du progrès en sûreté nucléaire ;
- articulation local/global : quel système électrique pour demain.

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical et de professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le Pr André Aurengo, membre de l'Académie de médecine. Le Conseil médical s'est réuni en session plénière à trois reprises en 2013.

Les principaux thèmes traités ont couvert l'essentiel des questions de santé professionnelle et environnementale qui font débat : le règlement européen REACH¹ et l'exemple du dossier monochloramine, les études Géocap² sur les leucémies infantiles à proximité des lignes de transport d'électricité, la précarité énergétique et la santé, l'absentéisme pour raisons médicales dans les Industries électriques et gazières, les leucémies autour des centrales nucléaires en Grande-Bretagne à travers une nouvelle étude cas témoins, la transition énergétique et la dosimétrie des prestataires.

Le *Stakeholder Advisory Panel* conseille le Directeur Général et le Comité exécutif d'EDF Energy sur la stratégie de l'entreprise et ses sujets de développement durable. Composé de six membres indépendants, il s'est réuni trois fois en 2013 sur les questions liées à la réforme anglaise du marché de l'électricité, aux compteurs intelligents, à l'entrée en vigueur en 2013 et 2014 des nouvelles modalités tarifaires définies par l'Ofgem (commission britannique de régulation de l'énergie) et aux Normes de conduite (*Standards of Conduct*) qui en découlent. Il a également examiné les performances d'EDF Energy en matière de développement durable et publié son rapport critique (<http://www.edfenergy.com/about-us/annual-report/stakeholder-views.shtml>).

6.6.4.2.3 Une stratégie de partenariats développement durable revisitée

Les partenariats développement durable comprennent trois volets principaux : partenariats stratégiques, partenariats biodiversité et partenariats sociétaux.

Partenariats stratégiques

Dans le contexte du débat sur la transition énergétique, la Direction Développement Durable a poursuivi en 2013 ses partenariats stratégiques avec des *think tanks* et des chaires de recherche, comme celle du MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) ou celle de l'université Paris-Dauphine sur le climat. En 2013, le partenariat avec la Fondation Nicolas-Hulot pour la nature et l'homme (« FNH ») a été orienté sur le soutien au « *think tank* de la transition écologique » créé par la FNH, constitué d'universitaires, de chercheurs et de scientifiques reconnus, dans l'objectif de faire émerger de nouvelles idées et propositions pour opérer la transition écologique et les faire connaître du grand public.

EDF a par ailleurs poursuivi son aide à l'Institut du développement durable et des relations internationales (« IDDDRI »), *think tank* reconnu pour la qualité de ses travaux de recherche, et également investi dans la préparation des négociations internationales et des textes législatifs en France. EDF apporte en particulier son soutien à trois programmes très liés à ses activités et engagements de développement durable : climat, économie de la biodiversité et fabrique urbaine. En 2013, EDF et l'IDDDRI ont notamment lancé un projet de modélisation des *scenarii* de réduction des émissions de CO₂ des grandes économies mondiales.

Partenariats biodiversité

Dans le double contexte du renforcement de la réglementation et de la nouvelle gouvernance de l'environnement issue du Grenelle, la biodiversité est désormais un enjeu de pérennisation et de développement des activités d'EDF en France comme à l'international. La conduite de la politique biodiversité du Groupe nécessite l'appui d'expertises externes comme celles du Muséum national d'histoire naturelle, de l'Union internationale pour la conservation de la nature, de la Ligue pour la protection des oiseaux, du Conservatoire du littoral, des Réserves naturelles de France ou de la Fédération nationale pour la pêche en France. Ces partenariats favorisent les échanges techniques et le dialogue avec les différents métiers notamment de la production et des réseaux, soutiennent des projets conduits dans la durée par les associations et mettent en œuvre des programmes concrets portés localement par les directions métiers et sociétés.

Partenariats sociétaux

En 2013, en cohérence avec la démarche de responsabilité d'entreprise du Groupe, la Direction Développement Durable a décidé de redéfinir sa stratégie sur les partenariats sociétaux en relation avec les différentes directions métiers concernées. La démarche a porté sur l'accès à l'énergie et la lutte contre la précarité énergétique, le développement social des territoires, l'inclusion sociale et l'éducation, dans l'objectif d'élaborer des solutions innovantes avec des partenaires pluri-acteurs économiques. Les partenariats tendant vers un périmètre international ont été privilégiés. Ainsi sont en cours d'instruction, des partenariats avec le réseau *European Anti-Poverty Network*, le réseau des Compagnons Bâisseurs, l'*Action Tank* d'HEC (un projet autour des « copropriétés dégradées », incluant une solution *social business*) ou encore avec l'*Electrification Roadmap*, initiative internationale émergente visant à concrétiser avec d'autres électriciens comme Duke et Eskom l'objectif « accès universel à l'énergie » des Nations-unies, particulièrement en Afrique.

1. L'Union européenne (« UE ») a mis en place le système REACH, un système intégré d'enregistrement, d'évaluation, d'autorisation et de restrictions des substances chimiques et institué une agence européenne des produits chimiques.

2. Projet scientifique conjoint de l'Inserm et l'IRSN dont l'objectif est d'étudier, de façon systématique, le rôle dans les cancers de l'enfant de plusieurs expositions environnementales (trafic routier, exposition au benzène, lignes à haute tension, sites industriels classés Seveso, etc.).

6.6.4.2.4 Information sur les enjeux énergétiques et du développement durable

Les sociétés du Groupe ont poursuivi en 2013 leurs programmes de sensibilisation du grand public et des publics jeunes à la maîtrise de l'énergie et aux enjeux de développement durable.

Principales actions 2013

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Repositionnement de la marque Bleu Ciel d'EDF (particuliers) autour des économies d'énergies. Envoi d'une lettre d'information à plusieurs millions d'exemplaires pour mieux faire connaître le site www.mamaisonbleuciel.fr et les applications mobiles éco-gestes associées, assorti d'une campagne publicitaire presse grand public, également autour des éco-gestes. ■ Refonte des contenus pédagogiques sur les enjeux développement durable du site internet dédié aux jeunes publics (http://jeunes.edf.com ; plus de 480 000 visites en 2013 ; 197 000 en 2012). ■ Réalisation de 1 780 conférences sur les enjeux du développement durable dans les collèges et les lycées, en lien avec les programmes scolaires et à la demande du corps enseignant (plus de 43 000 jeunes rencontrés). ■ Réalisation de 2 688 conférences « Branche-toi sécurité » dans les écoles primaires, intégrant un volet économie d'énergie dans les usages à la maison (plus de 65 000 enfants informés).
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite du programme éducatif sur internet <i>The Pod</i> en partenariat avec le programme européen Éco-écoles et l'ONG britannique <i>Eden Project</i>, auquel participent plus de 17 500 écoles et qui a touché plus de 10 millions d'enfants depuis son lancement en 2008 (objectif initial : 2,5 millions).
Edison	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reconstitution du programme <i>Eco Generation – School is the climate's friend</i> mené avec l'ONG Legambiente à destination d'écoles pilotes (20 écoles dans 20 villes italiennes) qui apprend aux élèves à évaluer l'efficacité énergétique de leur établissement et les aide à rechercher des solutions de maîtrise des consommations d'énergie (2 600 enfants, 2 100 parents participants, 40 associations et 35 administrations publiques impliquées).
EDF Asie-Pacifique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite de la diffusion d'un ouvrage sur les usages de l'électricité et l'utilisation raisonnée des ressources naturelles à destination des enfants des zones rurales, diffusé en Chine, Thaïlande, Vietnam et Laos. Le livre est intégré désormais dans les programmes éducatifs scolaires.

6.6.4.3 Le domaine sociétal

La dimension sociétale est partie intégrante de la politique de développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations-unies.

Ce volet s'organise autour de 3 grandes orientations, en cohérence avec les engagements de Responsabilité d'entreprise du Groupe :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

Dans ce domaine, la Direction Développement Durable anime un réseau dédié composé des correspondants des différentes entités du Groupe. Ce réseau se rencontre annuellement pour échanger sur les bonnes pratiques des sociétés et partager les principales actions engagées.

6.6.4.3.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

Dans un contexte où la précarité énergétique s'intensifie en Europe, le groupe EDF a renforcé en 2013 son implication dans la lutte contre la précarité énergétique au-delà des cadres réglementaires. Elle s'est matérialisée par l'intégration de cet enjeu aux onze engagements de Responsabilité d'Entreprise pris en mai 2013, et par la mise en œuvre de solutions et programmes nouveaux, spécifiques aux pays concernés. L'approche choisie par le Groupe est d'accompagner ses clients en difficulté par des aides ponctuelles et, autant que possible, par des dispositifs de plus long terme pour réduire en amont les coûts de consommation des ménages les plus vulnérables.

En France, au-delà des opérations menées dans le cadre de dispositifs publics¹, l'action d'EDF s'articule autour de trois volets :

- l'aide au paiement ;

- l'accompagnement des clients en difficulté ;
- la prévention.

Concernant l'aide au paiement, EDF est le premier contributeur des Fonds de solidarité logement (« FSL ») auprès des collectivités territoriales et y a contribué à hauteur de 23,3 millions d'euros en 2013. Les 350 conseillers solidarité d'EDF ont instruit 400 000 demandes, et plus de 200 000 ménages défavorisés ont pu bénéficier, après décisions des commissions d'attribution locales, d'aides financières pour régler une part de leur facture d'énergie.

Concernant le volet accompagnement, EDF a renforcé ses moyens d'alertes auprès des clients fragiles à l'approche de l'hiver (*mailing*, campagnes de SMS et d'appels téléphoniques automatiques). En 2013 l'entreprise a mené plus de 466 000 actions dans le cadre de sa démarche « Accompagnement Énergie » auprès des clients en difficulté (324 000 en 2012), qui permet de trouver avec eux des solutions adaptées à leur situation : délais de paiement, orientation vers des services sociaux, conseils pour réaliser des économies d'énergie.

Au-delà de sa présence dans les structures de médiation sociale de proximité (170 points d'accueil), EDF a conclu en juin 2013 un nouveau partenariat avec la Croix-rouge française, qui repose sur trois actions : aides pour apporter des solutions aux dettes énergétiques, actions de formation aux usages de l'énergie et d'information sur les tarifs sociaux, et aides à l'amélioration de l'isolation thermique des logements.

Dans les départements d'outre-mer, le Groupe a poursuivi ses actions initiées les années précédentes, avec plus de 95 000 « Packécos » et kits « hydroEko » distribués en 2013 aux clients prioritairement bénéficiaires du Tarif de Première Nécessité, afin de les aider à maîtriser leur consommation d'électricité. Plus de 70 000 clients en difficulté ont été accompagnés, au travers notamment à la Réunion du dispositif « Eco Solidaire », qui permet de financer la quasi-totalité d'équipement en chauffe-eau solaire individuel. En Guadeloupe, EDF et l'Agence départementale d'information sur le logement (ADIL) ont engagé l'élaboration d'une convention pour apporter aux personnes vulnérables une information plus accessible sur les dispositifs en matière d'accompagnement sur l'énergie.

1. EDF distribue les tarifs sociaux de l'électricité (Tarif Première Nécessité, de façon exclusive) et du gaz naturel (Tarif Spécial de Solidarité), respectivement compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (« CSPE ») et la Contribution au tarif spécial de solidarité du gaz (« CTSSG »), avec gratuité de la mise en service pour l'électricité. En 2013, la loi Brottes a étendu le nombre de bénéficiaires potentiels à 4 millions de foyers, contre plus de 1 million en 2012.

Les partenaires externes jugent les dispositifs de solidarité d'EDF globalement efficaces : 78 % des collectivités locales s'en déclarent satisfaites (enquête BVA 2013).

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions de long terme qui portent sur l'amélioration de la performance énergétique des logements des personnes en situation de précarité énergétique. L'entreprise a poursuivi son engagement dans le programme de rénovation des logements « Habiter mieux », piloté par l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (« ANAH »). La convention signée en 2011, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle 2, prévoit une contribution financière d'EDF d'un montant maximum de 49 millions d'euros sur trois ans, ce qui en fait le contributeur le plus important, devant GDF Suez et Total. En 2013, la rénovation de plus de 31 230 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique a été engagée (13 000 en 2012). EDF contribue également à identifier les ménages éligibles et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation et formation).

Cet engagement vient renforcer les contributions volontaires de l'entreprise :

- le programme « Toits d'abord », en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, qui vise la rénovation thermique de 2 000 logements dits « très sociaux » (plus de 1 300 constructions ou réhabilitations de logements engagées à fin 2013) ;
- le programme « Méditerranée », en partenariat avec Unis-Cité, qui aide les résidents de quartiers populaires à modifier leur comportement en matière de consommation d'énergie via des conseils délivrés par des jeunes en service civique (opération conduite sur 23 villes) ;
- l'organisation de « Rencontres de la précarité énergétique » avec les acteurs locaux, pour identifier les nouvelles questions que pose la précarité énergétique (cinq sessions organisées en 2013 à Bordeaux, Nantes, Orléans, Nancy et Vesoul).

Dans les autres sociétés du Groupe

En 2013, ERDF a lancé, à destination des collectivités territoriales, le programme « PRECARITER », un logiciel statistique et cartographique qui permet d'évaluer les différentes formes prises par la précarité énergétique en France métropolitaine. Il repose sur une description statistique de l'ensemble des ménages français¹, de leurs revenus et de leurs différentes dépenses (énergie du logement, transport, loyer, alimentation, santé, etc.). Prenant en compte l'ensemble des dépenses contraintes auxquelles sont confrontés les ménages, il permet une expertise plus précise de la précarité énergétique, en évitant de réduire la compréhension de cette question à la seule analyse des factures d'énergie.

De plus, face à un nombre croissant de difficultés de paiement (1 000 nouveaux dossiers de surendettement et plusieurs dizaines de milliers d'échéanciers accordés), et au-delà de ses obligations réglementaires, le groupe Électricité de Strasbourg a renforcé sa participation au Fonds de solidarité logement (130 000 euros), a étendu sa convention d'aide aux clients démunis à la ville d'Illkirch et a signé avec la ville de Strasbourg une convention qui permet désormais à ses agences commerciales de régler les chèques d'aide personnalisée.

Au Royaume-Uni, l'action d'EDF Energy est structurée selon plusieurs dispositifs, réglementaires et volontaires.

Les dispositifs réglementaires d'aides aux clients vulnérables d'EDF Energy :

- 2013 était la troisième année de mise en œuvre du plan *Warm Home Discount* (obligation faite aux fournisseurs d'énergie de plus de 250 000 clients d'apporter un soutien aux personnes en situation ou à risque de précarité énergétique, par un rabais annuel de 135 livres sterling sur leur facture), EDF Energy a aidé plus de 175 000 clients, pour un montant total de 23 millions de livres sterling. Le rabais sera porté en 2014 à 140 livres sterling.
- Le programme gouvernemental ECO (*Energy Companies Obligation*) a été mis en place début 2013 pour réduire la consommation énergétique du Royaume-Uni et aider les foyers en situation de précarité énergétique

par le financement de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'obligation d'EDF Energy sur la période 2013-2015 porte sur un montant total estimé à 490 millions de livres sterling, dont 150 millions en aides aux clients prioritaires : allocataires d'avantages sociaux, personnes de plus de 70 ans, résidents de zones rurales ou de quartiers défavorisés. EDF Energy a atteint son objectif de réaliser 45 % du programme en 2013, avec notamment la réalisation de plus de 42 800 mesures d'isolations thermiques.

Les dispositifs volontaires d'accompagnement d'EDF Energy :

- Face aux nouvelles réglementations britanniques, EDF Energy a supprimé en septembre ses précédents tarifs destinés aux clients vulnérables (facturation systématique des tarifs les plus bas aux clients éligibles) et a relancé en novembre un service d'aide personnalisée sur internet, guichet unique qui permet aux personnes en difficulté d'avoir accès à l'ensemble du dispositif proposé par l'entreprise, et de trouver facilement les tarifs et modalités de règlements les moins chers, les aides proposées pour lutter contre l'endettement, ainsi que des conseils pour réduire leurs consommations et renforcer l'efficacité énergétique de leur logement.
- Les partenariats et soutiens aux associations caritatives à titre volontaires ont été poursuivis en 2013 :
 - avec le *Plymouth Citizens Advice Bureau*, organisation indépendante qui aide les clients concernés d'EDF Energy à trouver des solutions à leur endettement ;
 - autour du programme *London Warm Zone*, avec le lancement d'un plan de remplacement de chaudières dans 14 quartiers défavorisés de Londres, et celui de la *Newham Warm Zone*, l'un des cinq projets pilotes soutenus par le gouvernement pour renforcer l'efficacité des dispositifs d'aides aux foyers vulnérables dans la réduction de leur facture énergétique ;
 - autour du programme *National Energy Action*, par le parrainage de forums sur la précarité énergétique ;
 - avec le *Trust Fund*, qui attribue des aides aux foyers très endettés suite à des maladies graves ou des décès pour les remettre à niveau (don de 1,6 million de livres sterling pour 2 720 ménages) ;
 - avec le *Cheshire Lehmann Fund*, qui soutient les universitaires et les associations dans leur recherche sur la corrélation entre précarité énergétique et efficacité énergétique.

En Pologne, où les sociétés du Groupe n'ont pas d'activité de commercialisation d'énergie auprès des clients particuliers mais produisent de l'électricité et de la chaleur pour les collectivités locales, toutes les actions de lutte contre la précarité énergétique sont mises en œuvre par EDF Polska à titre volontaire, via une politique de dons aux municipalités et organisations non gouvernementales.

En Hongrie, EDF Démász a poursuivi en 2013 son partenariat avec l'Ordre de Malte (*Maltese charity service*) visant à apporter une aide financière pour le paiement de factures d'électricité, avec un accompagnement personnalisé.

6.6.4.3.2 Contribution au développement économique des territoires

Dans tous les pays où il opère, les activités industrielles du groupe EDF (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques, installations renouvelables, réseaux de distribution), sont implantées dans les territoires et génèrent à ce titre de l'emploi local, direct ou indirect, des achats locaux et le versement de taxes qui soutiennent le développement local.

En France, EDF assure depuis sa création une mission de service public qui vise à diminuer les inégalités territoriales. Sa politique d'investissements en fait le premier investisseur du pays, avec une contribution de 8,8 milliards d'euros d'investissements nets dans l'économie française en 2013 (8,1 milliards d'euros en 2012). C'est aussi le premier client des PME, avec 2,4 milliards d'euros de commandes en 2012 auprès de 26 500 petites et moyennes entreprises. Aujourd'hui, un fournisseur d'EDF sur deux est une PME. Dans

1. Toutes les informations sont des données publiques essentiellement issues des enquêtes INSEE (Institut national des statistiques et des études économiques) compatibles avec la réglementation de la CNIL.

le contexte de crise économique que connaît l'Europe depuis 2009, et en réponse à la demande des territoires de développer des projets énergétiques locaux, EDF agit sur plusieurs axes :

- préserver la compétitivité des entreprises en leur offrant l'énergie la moins chère possible ;
- renforcer la part des achats liés à ses investissements (réseaux, nouveaux outils de production, maintenance industrielle) réalisée auprès des entreprises régionales ;
- devenir le chef de file de nouvelles filières génératrices d'emploi et de développement économique local, comme l'éolien *off-shore* avec EDF Énergies Nouvelles (plus de 7 000 emplois directs et indirects prévus dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien en mer) et les services énergétiques avec Dalkia France (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)) ;
- mettre en œuvre des partenariats innovants, moteurs de croissance, avec les entreprises ou collectivités locales pour définir des projets locaux, intégrant progressivement davantage de productions locales et de pilotage local de la demande en énergie.

Cette démarche s'inscrit en cohérence avec les engagements de Responsabilité d'entreprise pris par le Groupe en tant que « partenaire responsable ».

L'accord signé le 25 mars 2014 avec Veolia Environnement au sujet de Dalkia (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)) permettra au Groupe de renforcer sa présence dans les services énergétiques (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)) aux niveaux français et européen. EDF compte répondre ainsi aux besoins de fourniture d'énergie des collectivités locales et leur ouvrir une gamme complète de solutions énergétiques : chauffage collectif, production locale d'énergie, solutions d'efficacité énergétique des bâtiments ajustée à leur territoire selon son coût d'installation, d'exploitation et son empreinte environnementale, transport urbain et éclairage public. La réalisation des équipements, leur exploitation et leur maintenance seront autant de stimuli pour l'emploi local.

Principales contributions au développement local en 2013

En France

- Augmentation des investissements dans les réseaux de distribution de plus de 50 % sur ces quatre dernières années, pour atteindre 4 milliards d'euros en 2013 (en réponse aux besoins de raccordement et à l'amélioration de la qualité de fourniture). 22 000 emplois induits ont été générés. En application de sa nouvelle politique industrielle, ERDF équilibre ses achats entre grandes entreprises et PME. En 2013, 95 % des travaux et des prestations ont été commandés à des entreprises françaises, 53 % à des PME-PMI.
- Terminal méthanier de Dunkerque : à fin 2013, 37 % des 693 marchés pour la construction de ce terminal sont passés à des entreprises de la Côte d'Opale et 24 % à des entreprises régionales. Mise en place d'un partenariat avec la communauté urbaine de Dunkerque, l'Université du littoral, des laboratoires de recherche et des entreprises industrielles locales pour développer une filière de recherche et développement sur le froid.
- Aménagement hydroélectrique de Romanche-Gavet : au-delà de l'augmentation de capacité de production du nouvel ouvrage (93 MW contre 85 MW auparavant), le cours d'eau sera accessible à d'autres activités économiques actuellement impossibles, grâce au renforcement de la sécurité des nouvelles installations. Amélioration du réseau d'eau potable de la commune par des apports financiers et des prêts. Programme engagé de renaturation des berges (six seuils enlevés remplacés par un seul barrage). Construction d'une Maison HQE de l'énergie qui sera transférée à la commune à la fin du chantier. Incitation au recours à des entreprises locales (24 % actuellement).
- EPR de Flamanville : à fin 2013, 39 des 58 projets retenus au programme d'accompagnement sont achevés (23,6 millions d'euros). Principales réalisations de 2013 : élargissement et sécurisation de la route départementale 23 qui constitue l'accès principal au site, modernisation du groupe scolaire de Barneville-Carteret et construction d'une crèche dans l'agglomération de Cherbourg. Quinze autres projets sont en cours de réalisation.
- Corse : application d'une convention liée à la mise en service du nouveau barrage du Rizzanese avec la collectivité territoriale de Corse, par laquelle EDF met à disposition 1,6 million de mètres cubes d'eau brute chaque année pour soutenir les besoins agricoles. Le chantier de construction (500 000 heures de travail) aura mobilisé jusqu'à 300 personnes au plus fort des travaux, dont un tiers en provenance d'entreprises locales. Près de 170 embauches ont été réalisées par EDF en cinq ans et plus d'une centaine de jeunes apprentis ont été formés. 60 millions d'euros ont directement bénéficié aux entreprises locales, avec la construction de nouvelles voiries, le renforcement des réseaux de télécommunications nécessaires au chantier, les projets de développement autour du plan d'eau, la création d'une Maison de l'énergie et l'aménagement paysager aux abords de la Chapelle Saint-Jean-Baptiste de Poggio, haut lieu touristique.
- Plan Énergie Alsace : 16 millions d'euros (soit 54 % du budget global) et 42 conventions ou projets ont été engagés à fin 2013 dans le cadre d'une convention d'accompagnement territorial de trois ans. Domaines d'intervention : efficacité et précarité énergétiques innovation, biodiversité, formation, pédagogie de l'énergie, insertion handicap.
- Projets énergétiques locaux : plus de 200 projets pour le développement de villes et territoires durables sont en cours, avec l'objectif de mettre en œuvre des solutions énergétiques économiquement pertinentes, décarbonées, adaptables aux projets urbains et valorisant les énergies renouvelables.
- Plans de productivité énergies (« PPE ») : signature de 20 nouveaux PPE, service mis en place pour renforcer la compétitivité des grandes entreprises françaises (soit 10 % du portefeuille des clients consommant plus de 7 GWh annuels).

Au Laos

- Poursuite des programmes d'accompagnement économique autour de la centrale hydroélectrique de Nam Theun par NTPC. Développement des activités agricoles et forestières via l'obtention de 190 titres fonciers communaux pour des terres et des forêts à fin 2013, une première au Laos. Le réservoir du barrage permet de développer une activité de pêche. NTPC assure un système de microcrédit (via un fonds de 520 000 euros) pour la création d'entreprise individuelle (516 prêts accordés à fin 2013 pour un montant totalisant 100 000 euros).

Contribution à la cohésion sociale et territoriale

Dans le cadre d'un partenariat impliquant l'État et neuf grands opérateurs de service public, dont EDF, visant à regrouper dans des lieux uniques un ensemble d'offres à destination des populations rurales, 22 contrats départementaux ont été signés en 2013.

6.6.4.3.3 Sous-traitance et achats responsables

Démarche d'achats responsables

La Direction des achats du groupe EDF déploie, dans les métiers d'EDF et les sociétés du Groupe, une démarche « Achats responsables » pour intégrer dans toutes les étapes du processus d'achat :

- la prise en compte de l'impact des décisions d'achat sur l'environnement ;
- la prise en compte des aspects sociétaux et sociaux de la chaîne d'approvisionnement ;
- la prise en compte de l'impact économique des décisions d'achat sur l'entreprise, son environnement et ses fournisseurs.

EDF, EDF Energy et EDF Luminus intègrent dans les conditions générales d'achats de leurs contrats une Charte développement durable signée systématiquement par tout fournisseur contractant. En 2013, le groupe EDF s'est engagé à ce que 10 autres sociétés incluent une clause éthique / développement durable dans leurs contrats d'achats¹ d'ici 2015. La Direction des achats du Groupe porte cet objectif et a lancé le projet.

Elle a par ailleurs mis en œuvre le programme « Achats responsables – Synergies Groupe », par lequel elle met à disposition des filiales du Groupe les outils et contrats associés qu'elle a développés, notamment ceux qui concernent l'évaluation de la prise en compte du développement durable par les fournisseurs.

ERDF a signé fin 2013, une charte de bonnes pratiques avec le Syndicat professionnel des fabricants de fils et câbles électriques et de communication (Sycabel), par laquelle l'entreprise s'engage à intégrer la problématique environnementale dans ses achats et approvisionnements, notamment l'impact environnemental des câbles.

La prise en compte effective des enjeux environnementaux et sociétaux chez les fournisseurs s'exerce concrètement à travers la mise en place de questionnaires d'autoévaluation et la réalisation d'audits en matière de développement durable et de responsabilité sociale chez les fournisseurs, portant notamment sur :

- la maîtrise de leurs risques, y compris ceux relatifs à leur outil de fabrication ;
- la réalisation d'un bilan carbone de leurs sites de production ou de leurs prestations ;
- la réalisation d'une étude d'impact de leur activité sur la biodiversité ;
- la mise en œuvre de politiques d'innovation pour développer des technologies de substitutions favorables à l'environnement ou permettant des économies de ressources et des réductions d'émissions polluantes ;
- la mise en place d'un programme de réduction des déchets ;
- la mise en œuvre d'une politique volontaire favorisant le développement du tissu économique local.

Près de 80 audits ont été lancés en 2013, et 60 ont été réalisés (57 en 2012) sur un objectif de 54 annoncés. Les audits révèlent à 45 % des résultats satisfaisants, à 47 % des résultats acceptables avec commentaires et à 8 % des résultats insuffisants. Ils confirment les retours d'expérience des années précédentes : les dérives en termes d'impacts environnementaux et sociaux sont faibles et souvent ponctuelles en France, mais fréquentes en Asie. 50 % des fournisseurs audités sont sensibilisés aux enjeux de développement durable d'EDF. Les pistes de progrès concernent essentiellement les sous-traitants des fournisseurs, pour lesquels les exigences d'EDF ne sont pas transmises par le titulaire du contrat. Pour EDF, les axes d'amélioration sont : l'achat local et aux PME, les délais de paiement et le processus d'évaluation même des fournisseurs.

Le nombre d'accompagnements (audits et questionnaires d'autoévaluation) DD/RS² sera porté à 100 en 2014 et privilégiera les segments d'achats à risque, notamment lorsqu'il y a délocalisation des fabrications.

Chaîne d'approvisionnement du charbon

La chaîne d'approvisionnement en charbon du Groupe faisant l'objet d'une attention particulière depuis plusieurs années, le groupe EDF est devenu membre de *Bettercoal*³ depuis 2011. Cette initiative vise à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers, et à s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement) sont respectés sur ces sites. Un référentiel commun aux entreprises signataires en matière de principes sociaux, environnementaux et éthiques a été adopté en 2013, en cohérence avec les normes et standards internationaux existants (Organisation internationale du travail) et avec les travaux déjà réalisés sur les industries extractives (*Extractive Industries Initiative*). À partir de 2014, il servira à réaliser des audits et des autoévaluations auprès des fournisseurs, au niveau des sites d'exploitation minière. Les résultats de ces audits alimenteront une base de données dédiée, gérée par *Bettercoal* et partagée par ses membres, dans le respect des règles *antitrust*.

Achats aux entreprises d'insertion

Pour EDF, les achats aux entreprises d'insertion (EI et ETTI) font l'objet d'un objectif fixé par sa politique de développement durable. Depuis 2010, le volume annuel de ces achats est fixé à un minimum de 2,1 millions d'euros. En 2013, ce montant s'est élevé à 1,1 million d'euros pour 1,5 million d'euros en 2012.

Pour ERDF, le volume de ces achats est resté stable en 2013 par rapport à 2012, de l'ordre de 2,5 millions d'euros. Plus de 95 % de ces achats ont été réalisés sur trois domaines : les travaux sur réseaux (40 %), l'élagage et le débroussaillage (35 %) et la relève des compteurs (20 %).

6.6.4.3.4 Santé et sécurité des consommateurs

En France, EDF propose à ses clients particuliers un service de diagnostic sécurité électrique, en partenariat avec le Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité (Consuel⁴). Ce service visant la sécurité des installations électriques intérieures propose la visite du Consuel : contrôle des points clés de sécurité de l'installation électrique privative du client dans toutes les pièces accessibles de son logement, vérification du respect des exigences minimales de sécurité au regard de la norme UTE XP C 16-600 « État des installations électriques des immeubles à usage d'habitation ». Un rapport de diagnostic est délivré au client recensant les éventuelles anomalies constatées et les risques encourus associés.

1. Hors achats d'énergie sur le marché spot.

2. Développement durable / responsabilité sociale.

3. *Bettercoal*, initiative internationale regroupant les industriels suivants : EDF, DONG Energy, Enel / Endesa, E.ON, GDF Suez / Electrabel, RWE, Vattenfall / Nuon et Fortum.

4. Le Consuel (Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité) est une association reconnue d'utilité publique chargée du visa d'attestations de conformité des installations électriques des habitations neuves ou entièrement rénovées après leur éventuel contrôle.

6.6.5 Reporting et rating extrafinancier

L'engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes s'exerce à travers l'action de *reporting* et de notation extrafinancière. EDF publie annuellement un rapport de développement durable sur son site internet, qui analyse les impacts environnementaux, sociétaux et sociaux des activités industrielles et commerciales du Groupe.

6.6.5.1 Dispositif de reporting

Le *reporting* s'appuie sur les indicateurs extrafinanciers définis par la *Global Reporting Initiative*, s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact* dont le Groupe est parmi les premiers signataires.

Le contenu et la forme du *reporting* du Groupe font l'objet d'une démarche de progrès continu : renforcement des procédures de remontées des données qualitatives ; publication d'une cartographie des modes de relation des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes ; publication des audits fournisseurs ; comparaison des performances d'EDF à celles de son secteur ; intégration de points de vue de parties prenantes (autorité de sûreté, prestataires, clients) ; simplification des parcours d'accès à l'information pour l'internaute ; intégration d'infographies pédagogiques (enjeux environnementaux, sociétaux et sociaux pour les activités du Groupe) ; publication des résultats des évaluations des agences de notation extrafinancière.

Par ailleurs, en 2013 le Groupe s'est engagé à ce que 13 sociétés adhèrent et aient obtenu d'ici 2017 le niveau *advanced* du *Global Compact* des Nations Unies, attribué sur les bases d'un *reporting* détaillé sur quatre items : droits de l'homme, conditions de travail, environnement et lutte contre la corruption. À fin 2013, 7 sociétés du Groupe sont adhérentes au *Global Compact*, dont 2 ont obtenu le niveau *advanced* : EDF et Edison.

Le Groupe s'est également engagé dans une démarche progressive de vérification de la fiabilité de ses indicateurs par ses Commissaires aux comptes, d'abord à titre volontaire depuis 2007, puis en conformité avec l'article L. 225-102-1 du Code de commerce depuis 2013.

Les Commissaires aux comptes du groupe EDF ont donc émis un rapport attestant de la présence et de la sincérité des 42 thématiques requises, en conformité avec l'arrêté du 13 mai 2013.

Par ailleurs, dans la continuité de l'engagement du Groupe en faveur d'une communication transparente, les Commissaires aux comptes ont également émis une assurance sans réserve et de niveau raisonnable sur les indicateurs « émissions de CO₂ (pour la production d'électricité et de chaleur) » et « effectif total fin de période, réparti par sexe et âge » (voir annexe E (« Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013 »)).

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extrafinancière agissant pour le compte d'investisseurs.

6.6.5.2 Notation extrafinancière

En mars 2012, EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois et EDF a été systématiquement confirmé depuis son entrée dans l'index.

EDF fait également partie des indices Vigeo France 20 et Vigeo Europe 120, indices composés respectivement des 20 entreprises en France et des 120 entreprises en Europe les plus avancées dans six domaines (droits humains, environnement, ressources humaines, comportement sur les marchés, gouvernance d'entreprise et engagement sociétal). En 2012, lors de la dernière notation, EDF a obtenu une note de 55 sur 100. Il se classe neuvième des 34 entreprises du secteur des entreprises de l'Industrie électrique et gazière.

EDF participe également au *Carbon Disclosure Project* (« CDP »), organisation internationale représentant des grands investisseurs visant à étudier l'impact des principales entreprises mondiales sur le changement climatique.

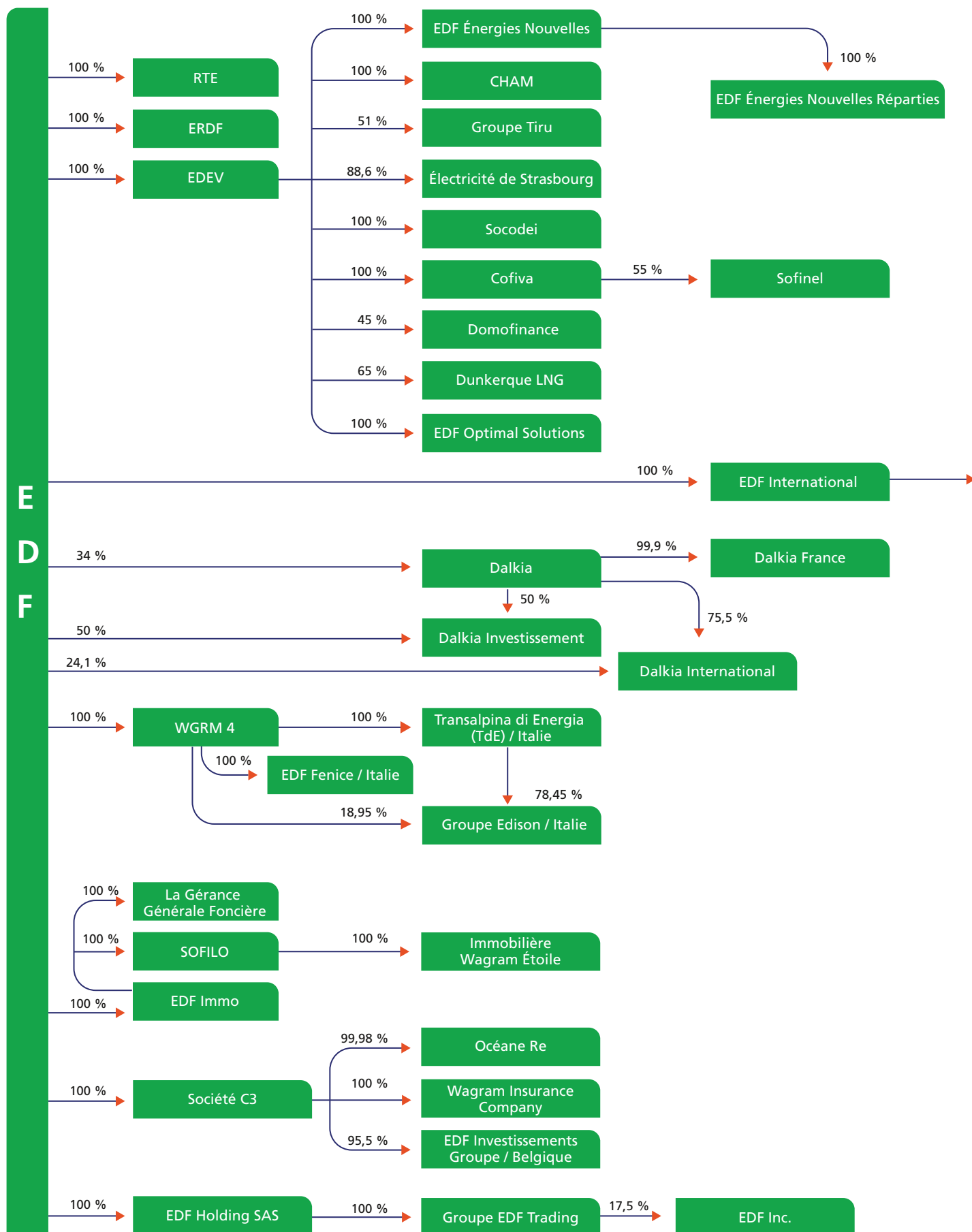
Pour l'année 2013, EDF a obtenu 95 sur 100 au score de transparence, en progression de 8 points par rapport à 2012) et B à la note de performance (note allant de A à F).

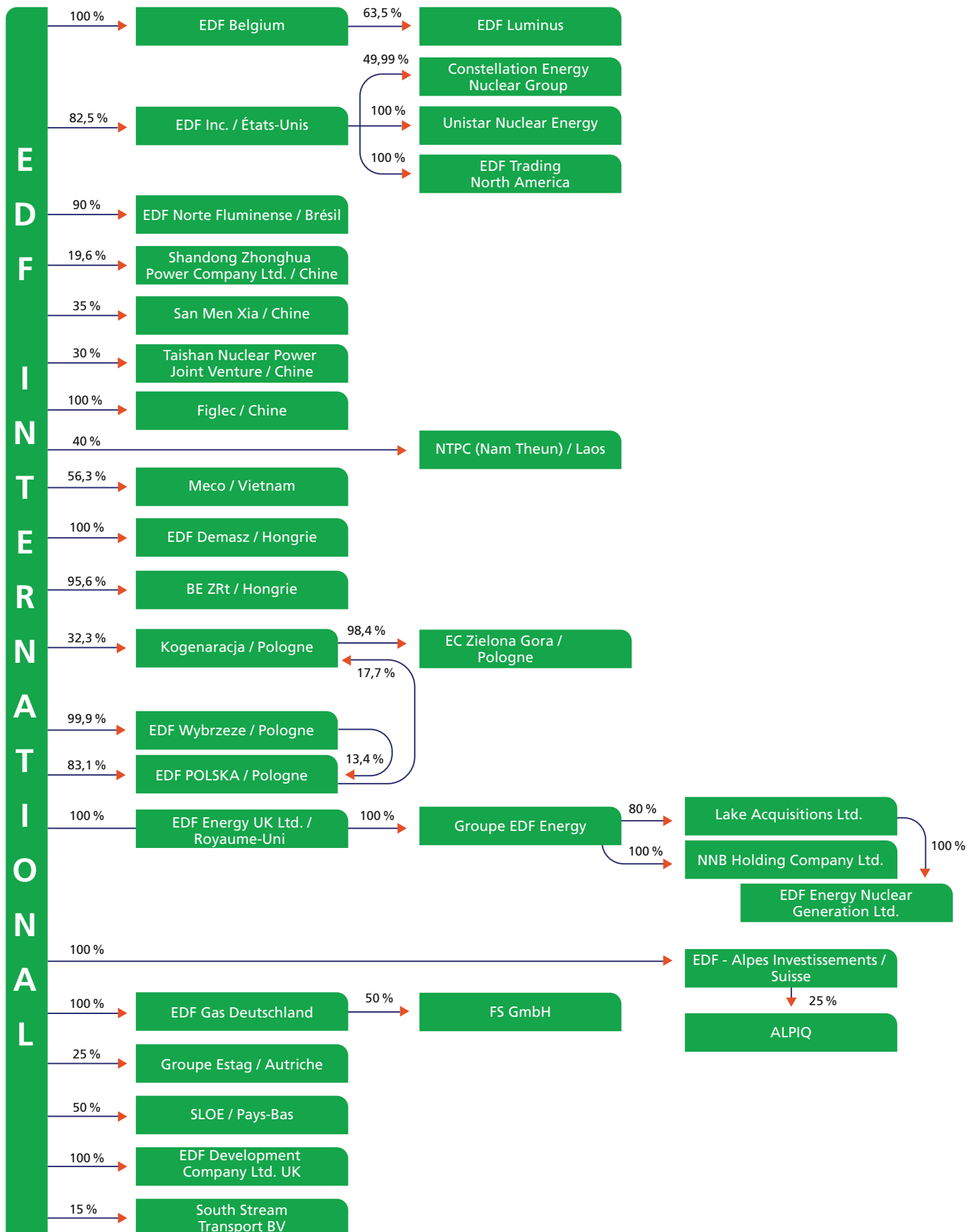


7 Organigramme

7 | Organigramme

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2013 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.





Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe et leur poids économique figurent aux sections 6.2 (« Présentation de l'activité du groupe EDF en France ») et 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international ») du présent document de référence. Par ailleurs, la note 6

de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par secteurs opérationnels.

Mandats exercés par les dirigeants d'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés à la section 14.1.2 (« Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration »).

Relations contractuelles intragroupes

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce cash pooling se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau d'EDF. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chacune des filiales définit les conditions spécifiques de la relation (rémunération des soldes, etc.).

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont

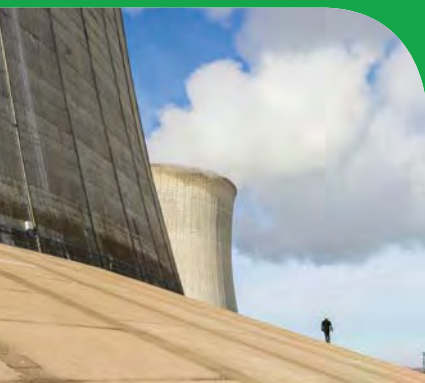
également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EDF Energy) est exclusivement versée à EDF International. La totalité des dividendes reçus par EDF International en 2013 est de 725 millions d'euros. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2013 un montant total de dividendes de 2 112 millions d'euros.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise le financement de ses filiales. Dans ce cadre, EDF a créé en 2007 la société EDF Investissements Groupe, située en Belgique, dont l'objet est notamment de centraliser les financements intragroupes de moyen et long terme.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, des contrats de prestations de services intragroupe ont été mis en place avec les principales filiales du périmètre de consolidation courant 2012. EDF peut également être amené à fournir des prestations ponctuelles à certaines filiales ou entités hors Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque EDF, la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque EDF.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir le chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés – Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation »).



Crédit photo © EDF – Cyrus Cornut

8 Propriétés immobilières

8.1 Actifs immobiliers tertiaires

Le pôle Immobilier d'EDF, qui regroupe la Direction de l'Immobilier et ses filiales immobilières rattachées, assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités du Groupe en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier de 4,4 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 73 % sont en pleine propriété du Groupe et 27 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

Le pôle Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements donnés de location sur la période 2014-2028 pour EDF à hauteur de 1 016 millions d'euros.

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction

EDF est assujéti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2013 17,0 millions d'euros (16,2 millions d'euros en 2012).

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

8.3 Prêts d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. Grâce à un partenariat conclu avec le Crédit Immobilier de France (« CIF »), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié auquel le CIF prête aux agents d'EDF et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2013, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 4,6 millions d'euros au bilan d'EDF (5,3 millions d'euros au 31 décembre 2012).



9

Examen de la situation financière et du résultat

9.1	Chiffres clés	176
9.2	Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2013	177
9.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2013	187
9.4	Flux de trésorerie et endettement financier net	195
9.5	Gestion et contrôle des risques marchés	200

9.1 Chiffres clés

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2013 du groupe EDF sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2013 du groupe EDF.

Les données comparatives 2012 ont été retraitées pour intégrer le changement de méthode comptable lié à l'application à compter du 1^{er} janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée relative à l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel ainsi que du changement de présentation des activités Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS) d'EDF Énergies Nouvelles. Elles apparaissent dans les tableaux du rapport de gestion sous le libellé « 2012 retraité » et correspondent aux chiffres comparatifs 2012 des comptes consolidés au 31 décembre 2013.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2013 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2012 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 765	15 998	767	+4,8	+5,5
Résultat d'exploitation	8 411	8 159	252	+3,1	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	4 825	497	+10,3	
Résultat net part du Groupe	3 517	3 275	242	+7,4	
Résultat net courant ⁽¹⁾	4 117	4 175	(58)	-1,4	

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts (voir § 9.3.9).

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2013	31 décembre 2012 retraité
Actif immobilisé	142 509	140 279
Stocks et clients	36 687	36 710
Autres actifs	54 974	55 294
Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	19 012	17 560
Actifs détenus en vue de la vente	3 619	241
TOTAL DE L'ACTIF	256 801	250 084
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	4 854
Passifs spécifiques des concessions	43 454	42 551
Provisions	67 323	65 149
Emprunts et dettes financières	53 489	59 135
Autres passifs	51 376	52 089
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	2 289	49
TOTAL DU PASSIF	256 801	250 084

Cash flow avant dividendes⁽¹⁾

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow avant dividendes	2 199	(5 607)	7 806	n.a.

(1) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini au § 9.4 après variation du besoin en fonds de roulement et investissements nets tels que définis au § 9.4 et dotations et retraits sur actifs dédiés.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31 décembre 2013	31 décembre 2012	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	53 313	59 932	(6 619)	-11,0
Dérivés de couvertures des dettes	176	(797)	973	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 459)	(5 874)	415	-7,1
Actifs liquides	(12 548)	(10 289)	(2 259)	+22,0
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	(1 005)	(1 397)	392	-28,1
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	985	-	985	
ENDETTEMENT FINANCIER NET⁽¹⁾	35 462	41 575	(6 113)	-14,7

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2013

9.2.1 Éléments de conjoncture

9.2.1.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen de plus en plus interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi en Italie, au Royaume-Uni et en Allemagne est l'un des éléments de contexte primordiaux que le Groupe prend en compte dans ses activités d'exploitation, de distribution, d'optimisation ou de trading, compte tenu des positions fortes qu'il détient en Europe.

Au cours de l'année 2013, les prix de l'électricité en France, en Allemagne et en Italie ont été en baisse par rapport à l'année 2012, en raison principalement de la nette diminution des prix du charbon et du CO₂.

En France, ce recul des prix de l'électricité a toutefois été limité par une consommation en hausse durant les trimestres hivernaux. En effet, le premier et le dernier trimestre de l'année 2013 ont été marqués par des températures basses, qui se sont établies fréquemment sous les normales en moyenne mensuelle et sous le niveau de l'année dernière.

Les prix sont toutefois en hausse au Royaume-Uni, ces derniers étant fortement corrélés au prix du gaz, en hausse par rapport à 2012.

9.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2013 en base (€/ MWh)	43,2	59,1	63,0	37,8
Variation 2013 / 2012 des moyennes en base	-7,8 %	+7,1 %	-16,6 %	-11,3 %
Moyenne 2013 en pointe (€/ MWh)	55,1	67,6	70,3	48,7
Variation 2013 / 2012 des moyennes en pointe	-7,2 %	+6,8 %	-17,5 %	-8,9 %

1. France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 43,2 €/MWh en 2013, en baisse de 3,7 €/MWh par rapport à l'année dernière, en raison principalement de l'important repli des prix des droits d'émission du CO₂ et du charbon. La saisonnalité des prix a toutefois été plus marquée qu'en 2012. Durant le premier et le dernier trimestre de l'année, les températures se sont maintenues sous les normales de saison, ce qui a conduit à des niveaux de consommation élevés tout au long de ces périodes. Cela a impacté à la hausse les prix spot de l'électricité qui sont restés à un niveau comparable à celui de 2012 sur la même période. Sur le reste de l'année, et notamment au mois de juin, les prix ont été en net recul par rapport à l'année 2012 en raison de la progression de la disponibilité nucléaire et de la production hydraulique.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité progressent de plus de 7 % par rapport à l'année dernière. Ils ont suivi l'évolution à la hausse des prix du gaz spot. Depuis le 1^{er} avril 2013, la mise en place d'une taxe carbone sur la production d'électricité a également contribué à la hausse des prix.

En **Italie**, les prix reculent de près de 17 %, en raison principalement d'une forte progression des productions hydraulique et éolienne et d'un recul de la consommation.

En **Allemagne**, les prix spot reculent en moyenne de 4,8 €/MWh par rapport à 2012, en raison également de l'évolution des prix des combustibles. Cette baisse des prix est plus marquée qu'en France : la demande électrique en Allemagne étant faiblement thermosensible, les températures sous les normales n'ont pas soutenu les prix. D'autre part, le système électrique allemand dépendant davantage des centrales thermiques au charbon qu'en France, la baisse des prix du charbon et des droits d'émission a ainsi eu plus d'impact outre-Rhin.

9.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2013 en base (€/MWh)	43,3	61,3	62,7	39,1
Variation 2013/2012 des moyennes en base	-14,4 %	-0,5 %	-14,5 %	-20,7 %
Prix à terme en base au 23 décembre 2013	44,2	63,5	62,8	37,3
Moyenne 2013 en pointe (€/MWh)	56,6	70,5	69,9	49,7
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe	-11,5 %	+0,9 %	-13,5 %	-18,4 %
Prix à terme en pointe au 23 décembre 2013	56,2	72,3	70,2	48,6

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

Les contrats annuels en base européens¹ sont en baisse en moyenne par rapport à 2012, à l'exception du Royaume-Uni où le contrat reste stable.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 14,4 % à celui constaté en 2012. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂. Toutefois, les acteurs anticipant des risques de tension sur l'équilibre offre/demande durant le premier trimestre 2014, les prix se sont maintenus à un niveau élevé pour cet horizon, ce qui a limité l'impact de cette baisse.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril A+1 au 31 mars A+2, reste relativement stable, avec une variation de -0,5 % par rapport à l'an dernier. Cette évolution s'explique par l'augmentation des prix à terme du gaz, beaucoup plus utilisé dans la production au Royaume-Uni que dans les autres pays. De plus, la taxe sur le CO₂ appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité augmentera de 4,9 GBP/t à partir du 1^{er} avril 2014, ce qui entraîne à la hausse le prix de ce contrat. Ces effets à la hausse sont cependant compensés par la baisse des prix du charbon et la perspective d'importations depuis la France.

En **Italie**, le contrat annuel en base diminue par rapport à 2012, en raison de l'évolution des prix des combustibles et du CO₂ ainsi que de la détente observée sur le spot.

En **Allemagne**, le prix du contrat annuel en base diminue également par rapport à 2012, en lien avec l'évolution des prix des combustibles.

9.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂²

Le prix des droits d'émission de CO₂ pour livraison en décembre 2013 s'est établi en moyenne à 4,5 €/t au cours de l'année 2013. Les prix ont reculé de plus de 40 % par rapport à 2012, année durant laquelle la tonne de CO₂ s'échangeait à 7,5 € en moyenne.

À l'échelle européenne, le marché des droits d'émission de CO₂ reste globalement marqué par une offre excédentaire liée notamment à la crise économique et au développement des énergies renouvelables. Des discussions ont eu lieu au sein de la Commission européenne afin de mettre en place une loi dite de *backloading* permettant de limiter l'offre de manière temporaire. Le principe est de limiter le volume des droits d'émission de CO₂ vendus aux acteurs sur le marché par les différents gouvernements, durant la première partie de la phase III. Ces volumes seront en revanche remis sur le marché pour des échéances ultérieures. Sur l'ensemble de l'année 2013, le prix des droits d'émission a évolué au gré des annonces concernant l'adoption possible de ce texte par les instances européennes. Le texte a finalement été voté le 16 décembre 2013. Un impact à la hausse a été observé, mais de manière modérée, ce qui n'a pas permis de retrouver les niveaux de prix de 2012.

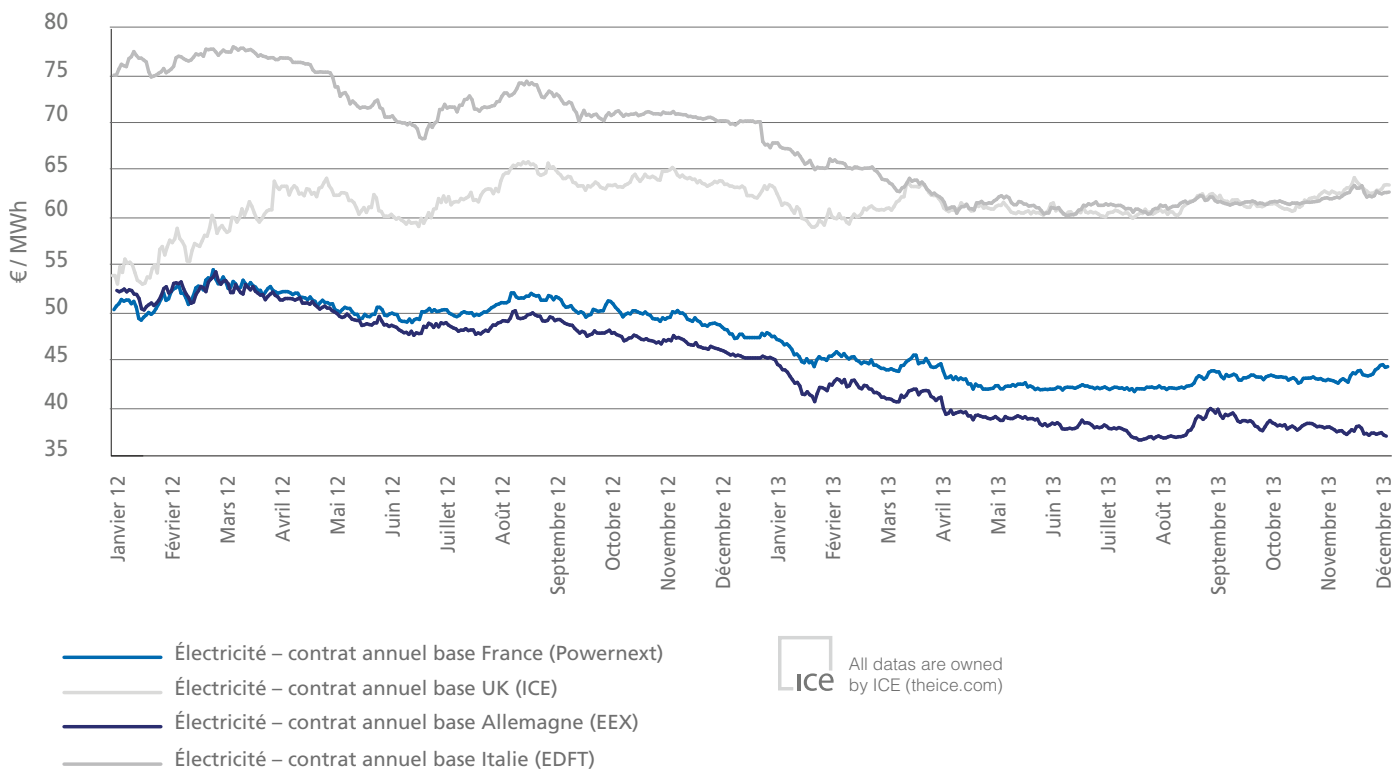
1. France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante i.e. la cotation moyenne du produit pour livraison en base en 2014 ; le dernier jour de cotation en 2013 a été le 23 décembre ;

Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante i.e. la cotation moyenne du produit pour livraison en base en 2014 ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2013 puis avril 2014 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

2. Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne



Évolution des prix des droits d'émission de CO₂ (phase III 2013-2020)



9.2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles¹

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bbl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne 2013	88,9	108,3	67,5
Variation 2013/2012 des moyennes	-13,8 %	-3,0 %	+4,4 %
Plus haut de 2013	102,2	118,9	69,7
Plus bas de 2013	80,8	97,7	64,5
Prix fin 2012	94,1	111,1	65,8
Prix fin 2013	82,3	110,8	66,9

Les prix à terme du **charbon** sont en baisse en moyenne par rapport à 2012, attribuable à une offre abondante. Sur le court terme, l'équilibre offre-demande est resté extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon russe, américain et colombien à bas prix et d'une demande faible de la part des électriciens. Cela a permis la constitution de stocks importants, qui ont maintenu une pression baissière sur les prix à terme. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2014 termine l'année à environ 82 dollars américains.

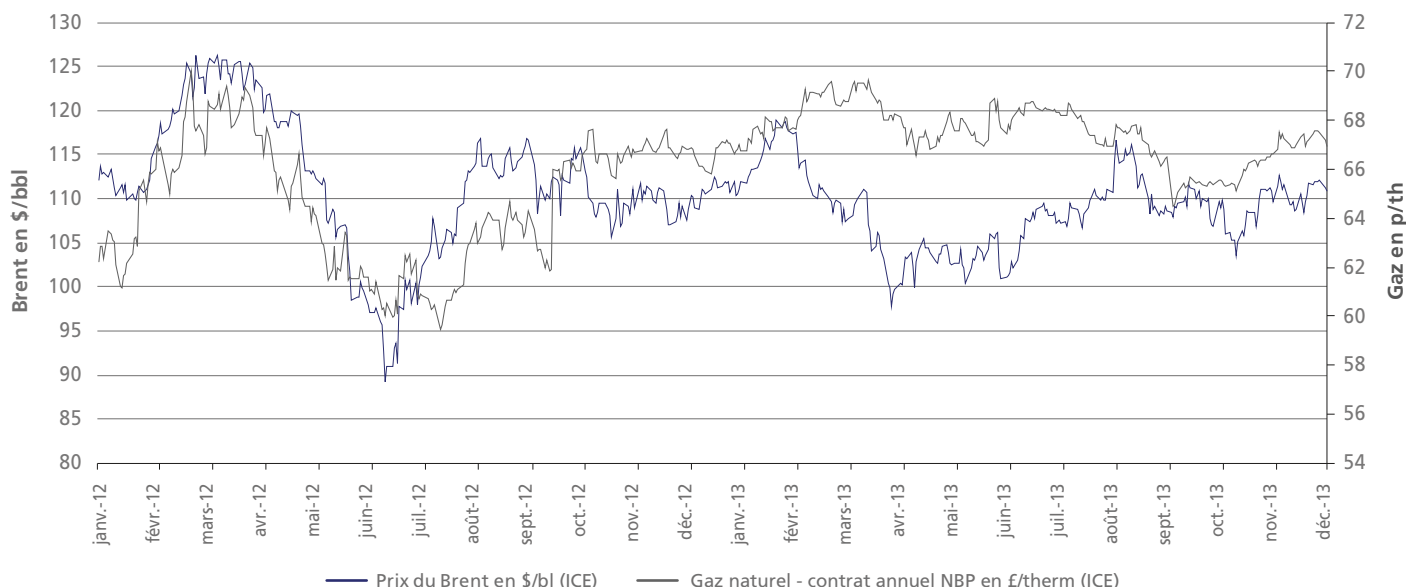
Le cours du **pétrole** est en baisse par rapport à l'année 2012. Le contexte macro-économique reste morose, ce qui a incité les acteurs à revoir régulièrement leurs prévisions de consommation à la baisse. Des craintes sur l'offre en raison de tensions en Libye, en Syrie et d'incertitudes sur l'évolution des relations diplomatiques avec l'Iran, ont toutefois limité cette baisse.

Sur l'année, le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni est en hausse par rapport à 2012.

Les températures basses qui ont été observées au Royaume-Uni de janvier à avril ont conduit à une utilisation massive du stockage long terme afin d'assurer l'équilibre offre-demande. Mi-avril, les capacités de stockage étaient vides. Traditionnellement, les mois d'été permettent de reconstituer une grande partie des stocks, mais en 2013, compte tenu du niveau exceptionnellement bas des stocks au début de l'été et du temps nécessaire à leur remplissage, il a fallu attendre la fin du mois d'octobre pour revenir à un remplissage quasi complet des stockages. À cette situation s'est ajoutée l'annonce d'une réduction de la capacité d'export norvégienne pendant un an. Ces différents éléments ont entraîné une hausse marquée des prix pour l'hiver 2013-2014 et, dans une moindre mesure, pour l'été 2014.

Depuis le 1^{er} octobre, le contrat suivi concerne l'année gazière allant du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015. En raison de tensions moindres attendues sur l'offre à ces échéances, son prix est moins élevé que celui de l'année gazière 2013, ce qui a contribué à limiter la hausse des prix du gaz d'une année calendaire à l'autre.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



1. Charbon : Cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t) ;

Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month) - (en \$/baril) ;

Gaz naturel : Cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume-Uni (NBP) - en p/therm.

9.2.1.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz²

En 2013, la consommation globale d'électricité en France a augmenté de 1,12 % par rapport à 2012. Cette légère hausse résulte principalement du premier semestre, où les températures ont été inférieures à la normale (-2°C en moyenne) sur l'ensemble des mois, la consommation du second semestre étant en léger retrait (-0,1 %) par rapport au second semestre 2012.

Corrigée de l'aléa climatique et du caractère bissextile de 2012, la consommation de la France est globalement stable en 2013 par rapport à 2012 (-0,5 TWh) ; la baisse de la consommation de la grande industrie s'atténue et s'équilibre avec la consommation des particuliers et des PME-PMI qui tend à se stabiliser (+0,3 %).

Au Royaume-Uni, en 2013, la consommation estimée d'électricité pour les clients finals, peu thermo-sensible, est en légère baisse (-0,7 %) par rapport à celle de 2012.

En Italie, dans un contexte de ralentissement économique, elle s'est contractée de 3,4 % par rapport à 2012 (-3,1 % à nombre de jours constants).

La consommation de gaz naturel en France a progressé d'environ 1,7 % en 2013 par rapport à 2012. Cette hausse modérée est liée en grande partie à un effet climatique, marqué par un premier semestre 2013 plus froid qu'en 2012 et un second semestre plus doux.

La consommation estimée de gaz naturel par les consommateurs finals au Royaume-Uni est en légère hausse (+1,2 %). Toutefois, les variations par rapport à 2012 sont très contrastées avec un premier semestre supérieur à la normale, dû à des températures anormalement basses, alors que la consommation au second semestre a diminué fortement à cause de températures particulièrement élevées.

Celle-ci a diminué de 6,4 % en Italie en lien avec le recul de l'utilisation du gaz pour la production thermique consécutive à la baisse de la demande d'électricité et la part croissante des énergies renouvelables.

9.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, par un arrêté publié le 31 juillet 2013, le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et le Ministre de l'Économie ont rehaussé les tarifs réglementés de vente de l'électricité comme suit :

- 5 % en moyenne pour les tarifs bleus (« résidentiels » et « professionnels »), conformément à l'annonce du Gouvernement du 9 juillet 2013 ;
- 2,7 % en moyenne pour les tarifs jaunes (pour les entreprises et collectivités).

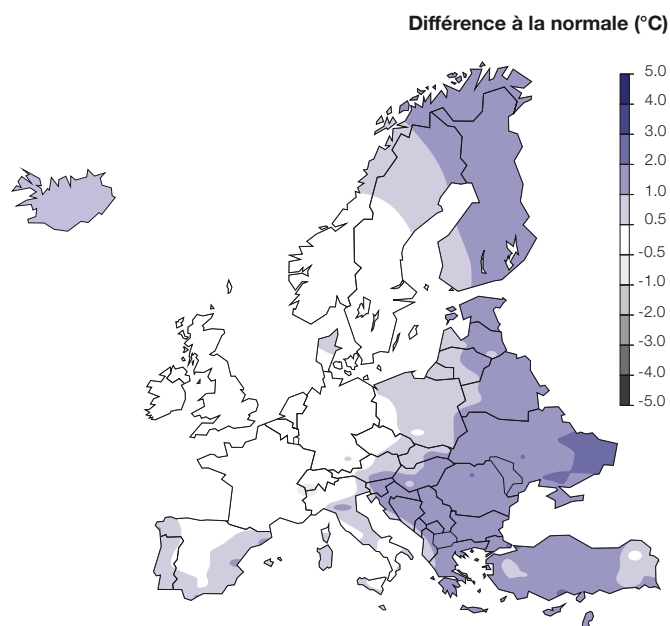
Les tarifs et options tarifaires appliqués aux industriels présentent une évolution moyenne nulle.

Cette évolution, entrée en vigueur à compter du 1^{er} août 2013, a été l'occasion d'une réforme en structure qui a permis de mieux caler les différentes options les unes par rapport aux autres, comme cela a été indiqué par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 25 juillet 2013.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a maintenu stables ses tarifs de gaz et d'électricité sur 2013.

9.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2013 à décembre 2013³



En France, la conjonction d'une pluviométrie excédentaire et de températures anormalement froides durant le premier semestre, a entraîné la constitution d'un enneigement exceptionnel et qui est resté tardivement sur l'ensemble des massifs alpins et surtout pyrénéens.

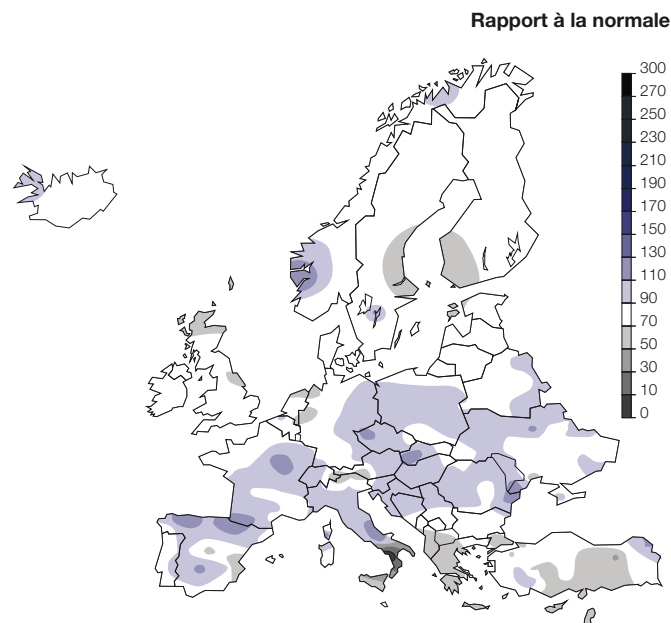
Dans les Pyrénées, des records d'enneigement absolu depuis plus de 40 ans ont été dépassés. La seconde quinzaine de juin a été marquée par la fusion importante de cet enneigement tardif exceptionnel et la concomitance de précipitations importantes entraînant des crues dévastatrices et historiques sur la Garonne amont, les Gaves et les Nests.

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE.
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.
Données Italie : données brutes et données corrigées communiquées par Terna, réseau électrique national italien.

2. Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à novembre 2013.
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.
Données Italie : estimation fournie par la filiale locale.

3. Source : Météo-France.
Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2013 à décembre 2013¹



L'année 2013 a été marquée par une pluviométrie excédentaire sur une grande partie de l'Europe, en particulier lors du premier semestre sur la péninsule ibérique, l'Europe centrale et la France. Seuls les extrêmes nord (Royaume-Uni et Scandinavie) et sud-est (Grèce et Turquie) de l'Europe ont connu une pluviométrie voisine de la normale, voire légèrement déficitaire.

La température de l'air a été très contrastée au premier semestre entre :

- une anomalie froide à l'ouest (notamment en France, Suisse et Allemagne) ;
- une anomalie chaude sur les pays riverains de la mer Noire et le tiers est de l'Europe.

Au second semestre, une anomalie chaude est observée sur l'ensemble de l'Europe, de nouveau plus marquée sur la partie est.

Conséquence de ces phénomènes météorologiques, le productible hydraulique en France a connu des niveaux systématiquement supérieurs à la normale (mis à part septembre et décembre), notamment en avril, mai et juin. En cumulé sur l'année 2013, il représente un excédent qui n'avait pas été observé depuis 2001.

9.2.2 Événements marquants^{2,3}

9.2.2.1 Développements stratégiques

9.2.2.1.1 Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant

l'option de cession à EDF Energy des 20 % qu'elle détient dans la société portant les projets de « nouveau nucléaire » au Royaume-Uni. EDF est ainsi devenu actionnaire à 100 % de cette société.

Le 19 mars 2013, le Ministre britannique de l'Énergie et du changement climatique a annoncé avoir donné son accord pour construire une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point dans le Somerset (sud de la Grande-Bretagne).

Le 21 octobre 2013, le groupe EDF et le gouvernement britannique sont parvenus à un accord sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif à Hinkley Point C (HPC), notamment un prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD) à 92,5€/MWh⁴ et une durée de 35 ans à compter de la date de mise en service de la centrale. Ceci se traduirait par un taux de rendement interne du projet (TRI) d'environ 10 %, en ligne avec les critères d'investissement du Groupe.

Par ailleurs, le projet est éligible au programme de garantie de financement des infrastructures mis en place par le gouvernement britannique ; la dette de financement des coûts globaux de construction avant la mise en service sera garantie par le Trésor britannique à hauteur de 65 % selon les conditions et termes actuellement en discussion.

Le groupe EDF a mis en place un consortium de partenaires industriels pour le projet, dont la structure actionnariale anticipée serait de 45-50 % pour EDF, 10 % pour AREVA, 30 à 40 % pour China General Nuclear Corporation (CGN) et China National Nuclear Corporation (CNNC). Des discussions ont également lieu avec un petit groupe d'investisseurs financiers présélectionnés, potentiellement intéressés par le projet, dont la participation pourrait aller jusqu'à 15 %.

Ces accords et la construction de la centrale restent conditionnés à la décision finale d'investissement, qui est soumise à la réalisation de certaines étapes clés, dont notamment l'accord sur l'ensemble du contrat d'investissement, la finalisation des accords avec les partenaires industriels et la décision de la Commission européenne relative aux aides d'Etat. Le 18 décembre 2013, celle-ci a annoncé avoir ouvert une enquête approfondie à ce sujet et a publié, le 31 janvier 2014, la version non confidentielle de sa décision, qui devrait être rapidement suivie d'une publication au Journal officiel qui ouvrira une période de consultation de l'ensemble des acteurs sur une période d'un mois.

9.2.2.1.2 Projet d'accord entre EDF et Veolia Environnement sur Dalkia

Dans le cadre de la stratégie du Groupe de clarification de ses partenariats industriels, EDF et Veolia Environnement sont entrés en discussions avancées en octobre 2013 en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia, acteur mondial dans le domaine des services énergétiques. En parallèle, le groupe EDF, à travers sa filiale EDF Développement Environnement (EDEV) était entré en négociations exclusives avec Dalkia France le 30 septembre 2013 en vue du rachat de la société Citelum, l'un des acteurs de référence du secteur de l'éclairage public et de l'équipement électrique urbain.

Les discussions entre EDF et Veolia Environnement ont abouti à la signature, le 25 mars 2014, d'un accord qui prévoit la reprise par EDF de l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France, tandis que les activités de Dalkia International seront reprises par Veolia Environnement, en ligne avec les principes annoncés le 28 octobre 2013 (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)).

Compte tenu de cette opération, le projet d'acquisition de Citelum a été abandonné par EDEV et Dalkia France le même jour, Citelum et ses filiales faisant partie du périmètre acquis par le groupe EDF.

1. Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2013 à décembre 2013.

Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extrait de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

2. Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20 du présent document.

3. Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

4. 89,5€/MWh si une décision d'investissement est prise pour le projet de Sizewell C. Dans ce cas, le projet de Sizewell C reversera au projet de Hinkley Point C l'équivalent de 3€/MWh, du fait de l'effet de série dont bénéficiera Sizewell C.

9.2.2.2 Participations et partenariats

9.2.2.2.1 Investissements financiers

9.2.2.2.1.1 Création d'EDF Invest

Mi 2013, EDF a créé EDF Invest, qui est en charge de la gestion du portefeuille d'investissements non cotés au sein des actifs dédiés d'EDF. Ces investissements non cotés regroupent trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le private equity.

La participation de 20 % du groupe EDF dans TIGF, décrite ci-après, constitue le premier investissement d'EDF Invest dans les infrastructures aux côtés des 50 % de titres RTE déjà présents dans le portefeuille d'actifs dédiés. TIGF et les titres RTE représentent environ 13 % des actifs dédiés.

L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi 25 % du total des actifs dédiés.

9.2.2.2.1.2 Acquisition de TIGF

Le 4 avril 2013, le consortium constitué par Snam, opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %), GIC, le fonds de l'Etat de Singapour (35 %) et EDF (20 %), a conclu un accord définitif avec le groupe Total pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France).

La transaction a été finalisée le 30 juillet 2013 ; la participation de 20 % d'EDF est portée par EDF Invest, via une société holding dans laquelle la valeur de la participation du Groupe à la date d'acquisition de TIGF et de finalisation de la structuration de son financement est de 0,3 milliard d'euros.

Le 28 janvier 2014, l'agence de notation Moody's a confirmé le rating de TIGF à Baa2 et la perspective à stable. Le rating était en revue pour un possible abaissement depuis le 6 août 2013.

9.2.2.2.2 Investissements et cessions d'EDF Énergies Nouvelles

Le 11 février 2013, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition de l'activité éolienne France de Séchillienne Sidec, qui représente une puissance installée de 56,5 MW et cinq projets en développement pour 60 MW.

Durant l'année 2013 et en janvier 2014, EDF Énergies Nouvelles a réalisé des investissements dans des parcs éoliens en construction au Canada (parc de Blackspring Ridge pour 300 MW) et aux Etats-Unis (parcs de Spinning Spur II et III, de Longhorn au Texas, de Roosevelt au Nouveau-Mexique).

Le 27 mai 2013, EDF Énergies Nouvelles a acquis auprès d'Iberdrola 20 % de 30 parcs éoliens en exploitation en France, investissement qui représente une capacité brute de 305 MW.

Le 29 novembre 2013, le consortium européen EDF Énergies Nouvelles et wpd offshore a annoncé avoir déposé deux offres pour les projets du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier en France, aux côtés d'Alstom, partenaire exclusif pour la fourniture des éoliennes. Ces offres s'inscrivent dans le cadre du deuxième appel d'offres éolien en mer français, d'un total de 1 000 MW de nouvelles capacités à installer d'ici 2023.

Le 5 décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles s'est associé avec la société indienne ACME Cleantech Solutions Ltd pour créer une société commune basée en Inde et positionnée sur le marché photovoltaïque : ACME Solar Energy Private Ltd. Cette société est détenue par trois partenaires complémentaires :

- ACME Cleantech Solutions Ltd, à hauteur de 50 % ;
- EDF Énergies Nouvelles, à hauteur de 25 % ;
- EREN, groupe dédié aux économies des ressources naturelles, à hauteur de 25 %.

Cessions 2013 : Les principales cessions réalisées en 2013 par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de son activité de Développement et Vente d'Actifs Structurés (DVAS) ont concerné 50 % restants du parc éolien de Lakefield (soit 102,75 MW), 50 % du parc Eoliatec Del Istmo (82 MW) au Mexique, ainsi que 50 % du parc éolien de Saint-Robert-Bellarmin (40 MW) au Canada.

EDF Énergies Nouvelles et EDF Energy ont également cédé 80 % du parc éolien de Fallago Rig en Ecosse, qu'elles détenaient en totalité à parts égales.

EDF Énergies Nouvelles a aussi cédé 50 % supplémentaires des parcs photovoltaïques Crucey 1 (36 MWC au total) et Massangis 2 (20 MWC au total) en France.

9.2.2.2.3 Contrats et accords

9.2.2.2.3.1 Renégociations de contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

La Cour d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale a rendu le 23 avril 2013 une sentence arbitrale en faveur d'Edison dans le cadre de la procédure d'arbitrage avec Sonatrach (Algérie) lancée en août 2011 sur le prix du gaz long terme inclus dans le contrat algérien.

Par ailleurs, un accord a été signé entre Edison et Rasgas (Qatar) en juillet 2013 revoyant certaines conditions du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz (et notamment les conditions de prix) entre les deux parties.

Au total, il en résulte un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF en 2013, y compris les compensations relatives aux exercices antérieurs.

Le deuxième cycle de renégociations sur les contrats d'approvisionnement en gaz avec la Russie et la Libye est en cours. Au 31 décembre 2013, des procédures d'arbitrage restent en cours sur les contrats d'approvisionnement en gaz avec Promgas (Russie) et ENI (Libye).

9.2.2.2.3.2 Accord finalisé entre le groupe EDF et Exelon sur CENG

Le 1^{er} avril 2014, après obtention de l'approbation de la *Nuclear Regulatory Commission*, EDF a finalisé la transaction prévue par l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux Etats-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Comme prévu par l'accord, EDF a reçu le paiement d'un dividende exceptionnel par CENG d'un montant de 400 millions de dollars américains (environ 300 millions d'euros), dont le versement a été financé par Exelon. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à sa juste valeur – et exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette transaction, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF.

9.2.2.2.4 Cessions de participations au cours de l'année 2013

9.2.2.2.4.1 Cession de la participation du Groupe dans SSE

Le 24 mai 2013, EDF et Energetický a průmyslový holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, ont signé un accord définitif pour la cession à EPH de 49 % de Stredoslovenská Energetika a.s. (SSE), deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

Le 27 novembre 2013, cette transaction a été finalisée suite à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires de SSE et à l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence.

La transaction valorise la participation d'EDF dans SSE à environ 400 millions d'euros.

9.2.2.2.4.2 Cession de la participation du Groupe dans Veolia Environnement

Le 26 novembre 2013, le Groupe a annoncé avoir cédé l'ensemble de sa participation, non stratégique, de 4,01 % dans Veolia Environnement cotée sur Euronext et au NYSE. Cette cession s'est effectuée au prix de 11,90€ par action, représentant une décote de 2,3 % par rapport au cours de clôture du 26 novembre 2013, soit un montant total de 262 millions d'euros.

9.2.2.3 Projets d'investissement

9.2.2.3.1 En France

9.2.2.3.1.1 Flamanville 3

Des étapes importantes de la construction ont été franchies en 2013 :

- pose du dôme en juillet 2013, après mise en place du pont polaire ;
- mise en place du tampon d'accès matériel dans le bâtiment réacteur ;
- fin du bétonnage de la coque avion des bâtiments auxiliaires nucléaires et combustible ;
- mise en eau du bassin de rejet et du réservoir de sauvegarde pour des tests d'étanchéité ;
- finalisation du cuvelage de la piscine de désactivation dans le bâtiment combustible ;
- mise en place des tuyauteries de raccordement vapeur en salle des machines ;
- raccordement au réseau 400 kV et mise en service des transformateurs de soutirage ;
- montée en cadence des montages mécaniques et électriques avec notamment l'installation et la mise en service progressive de l'alimentation électrique et des armoires de contrôle-commande de l'îlot nucléaire.

En fin d'année 2013, le génie civil est quasiment abouti et l'avancement des montages électromécaniques est supérieur à 50 %.

La production des premiers KWh est prévue pour 2016.

9.2.2.3.1.2 Construction de la nouvelle centrale de Bouchain

Fin 2011, EDF et GE Energy avaient conclu un partenariat pour le co-développement du premier cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération, situé dans le nord de la France à Bouchain. Ce CCG sera équipé d'une nouvelle technologie permettant d'atteindre sa puissance maximale en un temps très court tout en présentant un rendement augmenté. Les travaux ont débuté en avril 2013. À partir de 2016, le prototype sera testé pendant 2 ans puis transféré à EDF sous réserve que ces tests soient concluants.

9.2.2.3.1.3 Mise en service du deuxième Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues

Le 7 juin 2013, le deuxième CCG du site de Martigues a été mis en service industriel. La centrale de Martigues est désormais le plus important CCG en France, avec une puissance de 930 MW et présente un rendement de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques, réduisant ainsi son impact environnemental.

9.2.2.3.1.4 Inauguration du barrage du Rizzanese en Corse

Le 17 juin 2013, EDF a inauguré le 4^{ème} grand barrage de Corse, au Rizzanese (Corse du Sud). D'une puissance installée de 55 MW, ce nouvel aménagement porte à 30 % la part des énergies renouvelables dans la consommation électrique de l'île. Le barrage alimente le réseau électrique corse depuis février 2013, avec le raccordement de l'une des deux turbines de la centrale de Sainte-Lucie de Tallano située en aval du barrage. L'ouvrage a été mis en service fin 2013.

L'aménagement hydroélectrique permettra de réduire la consommation d'hydrocarbures de l'île et ainsi d'éviter le rejet de 60 000 tonnes de CO₂

chaque année. Il est destiné à être mobilisé en période de pointe, quand la consommation d'électricité est la plus forte.

9.2.2.3.1.5 Lancement du déploiement des compteurs communicants

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre de la réglementation européenne et française relative aux systèmes de comptages électriques (directive européenne 2009-072 ; décret français du 31 août 2010 ; arrêté comptage du 4 janvier 2012). Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF en 2009-2011 sur la base de 300 000 compteurs : le bilan effectué par la CRE avait conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants.

À l'initiative du Ministre de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de 3 millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements.

9.2.2.3.1.6 Inauguration de la centrale thermique de Port Est (île de la Réunion)

Le 11 octobre 2013, le groupe EDF a inauguré la centrale thermique de Port Est d'une puissance de 210 MW. Cette centrale qui fonctionne au fioul a été construite pour remplacer celle de Port Ouest, arrêtée en avril 2013. Elle représente un investissement de plus de 500 millions d'euros. La centrale est équipée de technologies innovantes et particulièrement performantes du point de vue industriel et environnemental, avec notamment des moteurs diesel de nouvelle génération, économisant 15 % de la consommation de combustible, eux-mêmes dotés de dispositifs catalytiques qui dépolluent à 85 % les gaz d'échappement.

9.2.2.3.2 Royaume-Uni : mise en service de trois Cycles Combinés Gaz (CCG) à West Burton B

Le CCG du site de West Burton B, situé dans la région du Nottinghamshire est composé de trois unités dont les deux premières ont été mises en service au premier semestre et la troisième unité au second semestre 2013. Chaque unité a une capacité de 437 MW, pour un total d'environ 1 300 MW. La centrale peut fournir de l'électricité pour 1,5 million de foyers.

9.2.2.3.3 Autres activités

9.2.2.3.3.1 Construction du terminal méthanier de Dunkerque

La construction du terminal de Dunkerque, portée par Dunkerque LNG, filiale à 65 % du groupe EDF, se poursuit, la mise en service de l'installation étant prévue pour novembre 2015. L'avancement de la construction à fin 2013 est de plus de 50 % et comprend notamment :

- l'achèvement des travaux portuaires et la livraison de la plate-forme terrestre par le Grand Port Maritime de Dunkerque ;
- la levée et le bétonnage des dômes des trois réservoirs qui stockeront le gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- le début de creusement du tunnel raccordant le terminal à la centrale nucléaire de Gravelines, les eaux tièdes de rejet de la centrale contribuant à la regazéification du GNL ;
- la finalisation des travaux de pose et de mise en gaz des réseaux de transport de gaz ;
- le déploiement des mesures en termes d'emplois et de sous-traitance destinées à soutenir le développement local ;
- la livraison d'une zone humide de 20 hectares dans le cadre des mesures de compensation environnementale.

Ces deux derniers points sont détaillés en sections 2.3.3.2 et 2.3.2.1 respectivement du présent rapport.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseau de gaz naturel belge (Fluxys) et français (GRTgaz) poursuivent la construction d'une nouvelle interconnexion France-Belgique, en sus des travaux de raccordement au réseau français.

9.2.2.3.3.2 Mises en service de parcs éoliens et solaires

Tout au long de l'année 2013, EDF Énergies Nouvelles a procédé à des mises en service totales ou partielles de parcs éoliens au Canada (parcs de Massif du Sud et Lac Alfred), au Mexique (parcs de Bii Stinu et d'EDP) et en Turquie (parc de Geycek).

Aux Etats-Unis, EDF Énergies Nouvelles a mis en service les centrales photovoltaïques de Catalina (143 MWc) et biomasse de Pinelands (35,6 MW). Dans le domaine de l'éolien en mer, les 13 premières éoliennes de la centrale de Teesside au Royaume-Uni ont été mises en production en juin 2013.

9.2.2.4 Recherche et développement

9.2.2.4.1 Pose de la première pierre du centre de Saclay

Le 10 octobre 2013, Henri Proglio, Président-Directeur général d'EDF, en présence du Premier ministre Jean-Marc Ayrault et du Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie Philippe Martin a posé la première pierre d'EDF Lab à Palaiseau, sur le Campus Paris-Saclay. Implanté sur 12 hectares, le site associera un centre de R&D d'envergure mondiale et le nouveau Campus EDF. Il ouvrira ses portes en 2015. Les équipes du centre de recherche ont pour vocation de préparer les technologies de demain, tandis que celles du centre de formation prépareront les compétences des personnels de l'entreprise. Cette implantation favorisera les échanges avec le monde académique de la formation et de la recherche, ses universités et ses grandes écoles.

9.2.2.4.2 Ouverture du 1^{er} laboratoire européen dédié aux smart grids

Le 13 septembre 2013, EDF a inauguré Concept Grid, une plate-forme expérimentale unique au monde destinée à anticiper et accompagner l'évolution des systèmes électriques vers les *smart grids*. Implanté sur le site R&D des Renardières (77), Concept Grid offre la possibilité de conduire grandeur nature des stress tests complexes, qu'il serait impossible de réaliser sur le réseau réel.

Le Groupe a également lancé le projet Smart Electric Lyon, qui a pour objectif de tester en grandeur réelle une large gamme de solutions s'appuyant sur les avancées des technologies de l'information et de la communication. Ces solutions visent à maîtriser les consommations électriques, améliorer le confort de vie à la maison et accroître la performance des entreprises et des collectivités. Les solutions ont commencé à être testées par 25 000 foyers lyonnais, une centaine d'entreprises et collectivités locales, dans leur habitat, leur entreprise ou leur collectivité.

9.2.2.5 Environnement réglementaire

9.2.2.5.1 France

9.2.2.5.1.1 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,4 TWh pour 2013, soit une progression de 3,4 TWh par rapport à 2012. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échéancier fixé par arrêté. Ainsi, le volume estimé pour l'année 2014 représente environ 74,2 TWh.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le 22 octobre 2013, le gouvernement a annoncé

que le décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH devrait être publié avant la fin du premier trimestre 2014. À la date de publication du présent document de référence, le décret n'est pas publié.

9.2.2.5.1.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹. Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final. Elle s'est élevée à 13,5 €/MWh en 2013. Elle a depuis augmenté de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2014, s'établissant ainsi à 16,5 €/MWh.

L'accord signé par EDF et les pouvoirs publics début 2013 prévoit un remboursement progressif d'ici au 31 décembre 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe (soit un total d'environ 4,9 milliards d'euros).

Début 2013, certains tarifs d'achat du photovoltaïque ont été majorés ; une prime de 10 % a été mise en place pour les panneaux assemblés en Europe et certains tarifs baisseront moins vite à volume donné. Ces nouvelles dispositions font baisser les tarifs d'achat pour les nouveaux projets selon la puissance cumulée des demandes de raccordements. L'objectif national d'un raccordement de 500 MW par an a été doublé à 1 000 MW par an.

Au cours du premier trimestre 2013, la CRE a initié différents appels d'offres pour de nouvelles installations éoliennes en mer (1 000 MW) et pour des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 100 kW. Ces installations bénéficieront d'un tarif d'achat dont le surcoût par rapport au prix de marché sera compensé par la CSPE.

La loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (loi Brottes) publiée au Journal officiel du 15 avril 2013 a rendu possible un élargissement du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (TPN) ; fin 2013, 1,5 million de foyers bénéficiaient du TPN contre 1 million en 2012. Le décret correspondant (décret n° 2013-1031) a été publié le 16 novembre 2013. La loi prévoit également la compensation par la CSPE d'une prime versée aux opérateurs d'effacement.

La loi de finances rectificative pour 2013 reconnaît les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la contribution.

Sur l'exercice 2013, EDF a enregistré un montant de 5 103 millions d'euros de charges, en hausse de 8,9 % par rapport à 2012, le développement des énergies renouvelables et la faiblesse des prix de marché ayant fait croître le coût de ces énergies. Les recettes se sont élevées à 4 652 millions d'euros, en hausse de 40 % par rapport à 2012. L'écart entre charges comptabilisées et recettes perçues par EDF au titre du mécanisme CSPE pour l'année 2013 est de 451 millions d'euros.

Le 9 octobre 2013, la CRE a publié sa délibération annuelle contenant l'estimation du niveau de CSPE pour 2014. Elle estime que les charges prévisionnelles du mécanisme seront de 6 186 millions d'euros, contre 5 128 millions d'euros pour 2013. Compte tenu de la fixation de la CSPE à 16,5 €/MWh pour 2014, les contributions recouvrées ont été estimées à 6 187 millions d'euros, permettant ainsi de stabiliser le déficit du mécanisme en 2014, hors couverture des coûts de portage.

9.2.2.5.1.3 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3 et TURPE 4)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les Ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. Cette annulation est sans impact direct sur les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 (« TURPE 3 bis ») prise sur proposition de la CRE en date du 29 mars 2013, a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, se substitue au tarif annulé et conduit à une diminution de 2,5 % des tarifs sur la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

1. Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

La CRE a également publié, le 10 juillet 2013, sa délibération du 28 mai 2013 portant décision pour la période du 1^{er} août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation de 2,1 % au 1^{er} août 2013 par rapport à la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

Le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution devant entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'environ 4 ans, dit TURPE 4 HTA-BT.

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au Journal officiel du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 puis devraient évoluer selon l'inflation chaque 1^{er} août de 2014 à 2017.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative.

S'agissant des tarifs de transport, la délibération de la CRE du 3 avril 2013 a été publiée au Journal officiel du 30 juin 2013. Ce nouveau tarif (appelé TURPE 4 HTB) est applicable depuis le 1^{er} août 2013, pour une période d'environ quatre ans. À cette date, le tarif a augmenté de 2,4 % ; il sera ensuite ajusté chaque année de l'inflation.

9.2.2.5.1.4 Rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF

Dans le cadre de sa mission d'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente, telle qu'elle est prévue par le Code de l'énergie, la CRE a publié le 4 juin 2013 un rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF.

L'étude de la CRE porte sur les coûts constatés de 2007 à 2012 et sur les coûts estimés de 2013 à 2015.

Pour la période 2007 à 2012, la CRE a constaté que les coûts fixes et variables de production ont augmenté de 5,1 % par an, que les charges de capital ont augmenté de 2,9 % par an et que les coûts commerciaux ont connu une hausse de 6,3 % par an.

La CRE a également constaté que la tendance à la hausse des coûts de production et de commercialisation se confirmait pour 2013.

Elle en a déduit que l'évolution des tarifs à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts estimés par la CRE sur l'année 2013 se situait entre 9,6 % et 6,8 % pour les tarifs bleus (respectivement sans ou avec une hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013). En outre, la CRE a calculé que les tarifs réglementés de 2012 n'avaient pas couvert les coûts constatés en 2012 (écart de 1,47 milliards d'euros).

9.2.2.5.1.5 Réforme des régimes de retraite (loi du 20 janvier 2014)

La loi n°2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique devrait être transposée au régime des IEG par décret début 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, l'impact de ses dispositions a été pris en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe au 31 décembre 2013. Les effets des deux mesures principales citées ci-dessus, qui constituent des modifications de régime, ont un effet favorable de 472 millions d'euros sur le résultat d'exploitation du Groupe.

9.2.2.5.2 Royaume-Uni

Le 27 juin 2013, dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité entamée courant 2012, le Ministre britannique de l'Énergie et du changement climatique a présenté au Parlement la stratégie à long terme du Gouvernement en matière de construction, de réparation et de renouvellement des infrastructures électriques majeures au Royaume-Uni. Le ministère des finances britannique a annoncé également que la centrale Hinkley Point C serait éligible à la garantie gouvernementale sous l'égide du département *Infrastructure UK*¹.

Après examen au Parlement tout au long de l'année 2013, le projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité a reçu la sanction royale (*Royal Assent*) le 18 décembre 2013.

9.2.2.5.3 Belgique

Après de fortes modifications en 2012, le contexte réglementaire a continué à évoluer en 2013.

La taxe nucléaire prélevée sur les exploitants et propriétaires d'installations de production d'électricité d'origine nucléaire en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, puis à 481 millions d'euros en 2013. EDF Luminus et EDF Belgium ont déposé un recours fin juin 2013 contre cette taxe devant la Cour Constitutionnelle.

Fin 2011, la CREG² avait approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs. Ces tarifs ont été revus à la baisse en 2013 suite à une contestation des producteurs devant la Cour d'Appel.

La loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire a posé les principes d'une convention tripartite entre Electrabel, EDF et l'Etat belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 jusqu'en 2025, en particulier une redevance due par les propriétaires à l'Etat.

Dans un contexte où les conditions de marché de l'électricité se sont durcies en 2013, EDF Luminus a notifié au gouvernement belge la mise à l'arrêt temporaire de la centrale thermique de Seraing à l'horizon mi-2014.

Le gouvernement belge prépare la mise en œuvre d'une réserve stratégique via un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. Les industriels qui acceptent de réduire leur consommation pendant les pics de consommation pourront également participer à cette mise en concurrence. Les offres les plus intéressantes seront retenues, après approbation de la CREG sur le caractère raisonnable des prix. Les centrales incluses dans cette réserve recevront alors une rémunération qui couvrira leurs coûts fixes.

Un accord destiné à protéger le consommateur a été signé entre le gouvernement belge et l'ensemble des fournisseurs d'électricité et de gaz en Belgique stipulant de nouvelles obligations contractuelles ou rappelant certaines obligations légales pour les fournisseurs.

Par ailleurs, durant l'été 2012, des inspections sur les cuves des centrales de Doel 3 et Tihange 2 avaient révélé des micro-fissures qui avaient entraîné l'arrêt de ces centrales, dans l'attente d'analyses complémentaires menées par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) et Electrabel. Le 17 mai 2013, l'AFCN a autorisé le redémarrage des deux réacteurs nucléaires qui a été effectif le 3 juin pour Doel 3 et le 7 juin pour Tihange 2.

9.2.2.5.4 Hongrie

Début 2013, le régulateur a annoncé une baisse de 10 % des tarifs régulés de fourniture de gaz, d'électricité et de chaleur aux clients domestiques pour la période 2013-2016. En outre, une nouvelle taxe sur les réseaux a été mise en place par le gouvernement hongrois, à hauteur de 125 HUF par mètre de réseau (environ 0,45€/m).

1. *Infrastructure UK* : un des départements du ministère des finances britannique responsable des questions d'investissement dans les infrastructures.

2. *CREG* : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique.

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2013

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2013 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre International et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les données 2012 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (impact de -41 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe) et du changement de présentation des activités DVAS d'EDF Énergies Nouvelles sans impact sur l'EBE du Groupe (diminution du chiffre d'affaires de 551 millions d'euros, des autres consommations externes de 369 millions d'euros et augmentation des autres produits et charges opérationnels pour 182 millions d'euros).

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité
Chiffre d'affaires	75 594	72 178
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	(37 098)
Autres consommations externes	(9 027)	(9 718)
Charges de personnel	(11 879)	(11 710)
Impôts et taxes	(3 533)	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	5 633
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 765	15 998
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	14	(69)
Dotations aux amortissements	(7 516)	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(228)	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	(1 012)	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	388	(5)
Résultat d'exploitation	8 411	8 159
Résultat financier	(3 089)	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	4 825
Impôts sur les résultats	(1 942)	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	375	261
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 755	3 513
Dont résultat net - part du Groupe	3 517	3 275
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	238	238
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat net par action	1,84	1,77
Résultat net dilué par action	1,84	1,77

9.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 4,7 % et en croissance organique de 2,9 %.

9.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9

Le chiffre d'affaires s'élève à 75 594 millions d'euros en 2013, en croissance de 3 416 millions d'euros (+4,7 %). Hors effets de change (-591 millions d'euros) résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (+1 907 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la prise de contrôle d'Edison, la croissance organique est de +2,9 %.

9.3.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	40 210	39 120	1 090	+2,8	+2,8
Royaume-Uni	9 782	9 739	43	+0,4	+5,1
Italie	12 875	10 098	2 777	+27,5	+2,6
Autre International	7 841	7 976	(135)	-1,7	+0,2
Autres activités	4 886	5 245	(359)	-6,8	+4,4
Total hors France	35 384	33 058	2 326	+7,0	+3,1
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9

En 2013, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,8 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 45,8 % en 2012.

9.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 40 210 millions d'euros, en croissance organique de 2,8 % par rapport à 2012.

La croissance du chiffre d'affaires résulte d'une part de l'augmentation des volumes vendus aux clients finals, portée par un effet climat (+8,0 TWh) pour 602 millions d'euros et d'autre part, des hausses de tarifs de l'électricité survenues en juillet 2012 et en août 2013 pour 780 millions d'euros. Les ventes de gaz aux clients finals augmentent de 123 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 79,7 %, en retrait de -0,3 point par rapport à fin 2012. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,4 %, en augmentation de 0,1 point par rapport à fin 2012.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités Production et Commercialisation (non régulées)¹, activités de réseaux² et activités insulaires³

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	40 210	39 120	1 090	+2,8
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	38 007	37 001	1 006	+2,7
Activités de réseaux	13 807	13 309	498	+3,7
Activités insulaires	931	907	24	+2,6
Éliminations	(12 535)	(12 097)	(438)	

La hausse de 2,7 % du chiffre d'affaires des activités Production et Commercialisation (non régulées) s'explique à la fois par l'impact favorable des hausses de volumes, tirées pour l'essentiel par le climat et par l'augmentation des tarifs.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux augmente de 3,7 % sous l'effet conjugué des hausses des tarifs et des volumes acheminés du fait d'un hiver 2013 plus rigoureux qu'en 2012.

1. Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

2. Activités qui ne regroupent plus que les activités de Distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport au 31 décembre 2010. Les activités de Réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

3. Activités de production, de commercialisation et de distribution insulaires d'EDF (SEI et PEI).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2013 à 403,7 TWh contre 404,9 TWh en 2012, soit -1,2 TWh. Ce léger recul s'explique par un programme d'arrêts plus important qu'en 2012. Le coefficient de disponibilité s'établit à 78,0 % en 2013, en diminution par rapport à 2012 (79,7 %).

La production hydraulique s'élève à 42,6 TWh, en amélioration par rapport à 2012 (+8,0 TWh) du fait de conditions hydrologiques favorables (voir conditions climatiques en section 1.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 15,6 TWh, soit +0,7 TWh par rapport à 2012. Cette évolution est essentiellement liée à un écart entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles plus favorable à la production thermique à flamme.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises locales de distribution) sont en progression de +2,7 TWh, dont +8,0 TWh liés au différentiel de températures. Les effets de l'extinction du mécanisme des VPP¹, déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes aux VPP de 18 TWh par rapport à 2012. Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi NOME a représenté un volume de 64,4 TWh.

EDF est passé d'une situation d'acheteur net sur les marchés de gros pour 25,4 TWh en 2012 à une situation de vendeur net en 2013 à hauteur de 2,4 TWh.

9.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9 782 millions d'euros en 2013, stable par rapport à 2012 et en croissance organique de 5,1 %. Elle inclut un effet de change défavorable de -437 millions d'euros par rapport à 2012.

L'augmentation du chiffre d'affaires s'explique par des effets prix favorables, notamment portés par des prix de vente en hausse sur les marchés de gros, et par une augmentation de la production nucléaire de 0,5 TWh par rapport à 2012.

Les volumes d'électricité vendus sur les marchés de gros ont progressé, en application de l'engagement pris envers la Commission européenne². Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des ventes structurées, résultant de l'arrivée à échéance de contrats historiques de British Energy.

9.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie**³ au chiffre d'affaires du Groupe est de 12 875 millions d'euros, en progression de 27,5 % et en croissance organique de 2,6 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison s'établit à 12 451 millions d'euros, en augmentation de 2 834 millions d'euros par rapport à 2012 compte-tenu d'un effet périmètre dû à la prise de contrôle exclusif d'Edison. En dépit d'un marché italien marqué par une contraction de la demande électrique et gazière, à périmètre et change constants, le chiffre d'affaires progresse de 320 millions d'euros.

Dans les activités électriques, la croissance du chiffre d'affaires bénéficie d'une augmentation des volumes de ventes sur le marché de gros.

Dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires, stable en organique, reflète la contraction des prix de vente moyens et des consommations thermoélectriques compensée par une hausse des volumes de vente aux clients résidentiels et industriels ainsi que sur le marché de gros.

Le chiffre d'affaires de Fenice, de 424 millions d'euros, est en baisse organique de 11,3 % par rapport à 2012, soit -54 millions d'euros, en lien avec leur activité en Italie.

9.3.1.2.4 Autre International

Le segment **Autre International** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux Etats-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 841 millions d'euros en 2013, en diminution de 135 millions d'euros par rapport à 2012 soit -1,7 %. Hors effets de périmètre (-36 millions d'euros) et de change (-111 millions d'euros), le chiffre d'affaires est stable en organique (+0,2 %) par rapport à 2012.

Cette stabilité est l'effet d'évolutions contrastées selon les pays.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires de 415 millions d'euros présente une hausse organique de 16,3 % qui provient en majeure partie de la révision tarifaire annuelle. Aux **Etats-Unis**, le chiffre d'affaires s'établit à 589 millions d'euros, la hausse organique de 8,2 % par rapport à 2012 étant liée à une hausse de la production du fait d'une réduction des arrêts par rapport à 2012.

En revanche, le chiffre d'affaires de la **Pologne** présente une baisse organique de 5,9 % qui résulte d'une diminution des prix d'électricité et des certificats verts (liés à l'activité biomasse). En **Autriche**, la baisse organique de 10,2 % constatée sur le chiffre d'affaires s'explique par la très forte activité d'optimisation du portefeuille clients en 2012.

9.3.1.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg, ainsi que la participation dans Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 4 886 millions d'euros en 2013, en diminution de 359 millions d'euros (-6,8 %) et en croissance organique de 4,4 % par rapport à 2012. L'effet périmètre s'élève à -548 millions d'euros, soit -10,4 %, en raison de la prise en compte sur 10 mois du chiffre d'affaires 2013 de filiales du groupe Dalkia destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 28,1 % par rapport à 2012. Cette croissance reflète principalement l'impact en année pleine des mises en service de centrales fin 2012, notamment aux Etats-Unis et au Canada.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**⁴ est stable par rapport à 2012.

Le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** est en augmentation organique de 4,5 % par rapport à 2012, qui s'explique principalement par un effet volume sur les ventes d'électricité.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est stable par rapport à 2012 en organique.

1. Virtual Power Plant – mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à 3 ans.

2. En application des engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations : vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012 à 2015.

3. Groupes Edison et Fenice.

4. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

9.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 4,8 % et en croissance organique de 5,5 %.

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	(37 098)	(2 585)	+7,0	+2,3
Autres consommations externes	(9 027)	(9 718)	691	-7,1	-5,5
Charges de personnel	(11 879)	(11 710)	(169)	+1,4	+2,6
Impôts et taxes	(3 533)	(3 287)	(246)	+7,5	+7,8
Autres produits et charges opérationnels	5 293	5 633	(340)	-6,0	-5,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	16 765	15 998	767	+4,8	+5,5

9.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 765 millions d'euros en 2013, en augmentation de 4,8 % par rapport à 2012. Retraité des effets de périmètre pour +17 millions d'euros et des effets de change défavorables de -134 millions d'euros résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, la croissance organique est de +5,5 %.

Les achats de combustible et d'énergie du Groupe s'établissent à 39 683 millions d'euros en 2013, en progression de 2 585 millions d'euros par rapport à 2012 (+7,0 %) et en hausse organique de 2,3 %.

En France, le coût du combustible nucléaire étant légèrement supérieur à l'exercice précédent, la hausse organique de 279 millions d'euros (+1,7 %) s'explique essentiellement par :

- une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 208 millions d'euros afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'Andra relatifs aux études sur le projet de stockage géologique ;
- la fin des allocations gratuites de CO₂.

Au Royaume-Uni, la hausse organique de 334 millions d'euros (+6,3 %) s'explique également par la fin des allocations gratuites de CO₂, ainsi que par la hausse du coût de l'énergie et des tarifs de transport.

En Italie, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 203 millions d'euros en organique (+2,4 %) en lien avec la hausse des volumes vendus chez Edison.

Les autres consommations externes du Groupe s'élèvent à 9 027 millions d'euros, en diminution de 691 millions d'euros par rapport à 2012 (-7,1 %) et en baisse organique de 530 millions d'euros (-5,5 %), due à la diminution constatée en France, suite en particulier à un renforcement du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les charges de personnel du Groupe s'établissent à 11 879 millions d'euros, en augmentation de 169 millions d'euros par rapport à 2012. La variation organique est de +2,6 %. Cette variation concerne essentiellement la France, où les charges de personnel s'élèvent à 9 024 millions d'euros, en croissance organique de 3,1 % par rapport à 2012 compte tenu principalement de l'augmentation des effectifs.

Les impôts et taxes s'élèvent à 3 533 millions d'euros en 2013, en augmentation de 246 millions d'euros par rapport à 2012 soit +7,5 % (+7,8 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en France supportés par l'activité Production.

Les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net de 5 293 millions d'euros en 2013, en diminution de 340 millions d'euros par rapport à 2012 et en variation organique de -5,9 %. En France, les autres produits et charges opérationnels varient légèrement de +1,8 %. Au Royaume-Uni, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 60 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy. Les autres produits et charges opérationnels du segment Autres activités avaient enregistré en 2012 l'effet favorable d'opérations immobilières et de renégociations de contrats d'assurance sans équivalent en 2013.

9.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	10 778	9 853	925	+9,4	+9,4
Royaume-Uni	1 992	2 047	(55)	-2,7	+2,0
Italie	1 098	1 019	79	+7,8	-5,8
Autre International	1 128	1 066	62	+5,8	+9,8
Autres activités	1 769	2 013	(244)	-12,1	-6,3
Total hors France	5 987	6 145	(158)	-2,6	-0,7
EBE GROUPE	16 765	15 998	767	+4,8	+5,5

9.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 10 778 millions d'euros, en augmentation faciale et organique de 9,4 % par rapport à 2012. Cette contribution représente 64,3 % de l'EBE du Groupe en 2013, contre 61,6 % en 2012.

Ventilation¹ de l'EBE du segment France entre activités Production et Commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	10 778	9 853	925	+9,4 %
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	6 705	6 155	550	+8,9 %
Activités de réseaux	3 641	3 428	213	+6,2 %
Activités insulaires	432	270	162	+60,0 %

L'EBE des activités Production et Commercialisation (non régulées) augmente de 8,9 %.

Cette évolution intègre essentiellement les effets favorables suivants : amélioration de la production hydraulique (367 millions d'euros), effet climat favorable (224 millions d'euros) par rapport à 2012 essentiellement dû à la vague de froid de février 2012 qui avait suscité un pic de demande satisfaite à un coût élevé et hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+688 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par un calendrier des arrêts des centrales nucléaires moins favorable (-244 millions d'euros), la fin des allocations gratuites de CO₂ (-164 millions d'euros) et la croissance des effectifs (-125 millions d'euros).

L'EBE des activités de réseaux est en progression de 6,2 %, en raison des effets favorables du climat et de la baisse des prix de marché de l'électricité sur les achats de pertes.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 162 millions d'euros (+60,0 %) en raison de la progression de la marge brute liée à la mise en service de plusieurs centrales en 2013 ainsi que de la stabilité des charges d'exploitation.

9.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe, incluant l'impact de la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, est de 1 992 millions d'euros en 2013, en diminution de 2,7 % par rapport à 2012 du fait d'un effet change défavorable (-92 millions d'euros) et en croissance organique de 2,0 %.

Hors effet défavorable lié à la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy (notamment des contrats de vente d'électricité), l'EBE est en croissance organique de 4,1 %.

L'EBE bénéficie de l'effet marge favorable lié à des prix de vente sur les marchés de gros plus élevés qu'en 2012, ainsi que de la bonne performance opérationnelle caractérisée notamment par une production nucléaire à 60,5 TWh en amélioration par rapport à 2012 (60,0 TWh) et une production thermique charbon stable par rapport à 2012. Par ailleurs, l'EBE enregistre l'effet défavorable de la fin des allocations gratuites de CO₂ en 2013.

9.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 098 millions d'euros, en progression de 7,8 % par rapport à 2012 mais en baisse organique de 5,8 %.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 1 007 millions d'euros en 2013 contre 918 millions d'euros en 2012, en décroissance organique de 49 millions d'euros, soit -5,3 %.

L'EBE de l'activité électricité est en hausse grâce à une hydraulité favorable et à l'utilisation du potentiel de flexibilité des centrales pour les activités de management de l'énergie.

Malgré la conclusion favorable de l'arbitrage sur la révision de prix du contrat gaz algérien en avril 2013 et les accords conclus en juillet 2013 sur les contrats qatari et algérien, l'EBE des activités hydrocarbures est en baisse par rapport à 2012. Cette évolution traduit la persistance de la forte dépression sur les prix du gaz européen ainsi que la contraction de l'activité d'exploration et production qui avait atteint un niveau historiquement élevé en 2012. Edison poursuit ses renégociations avec les fournisseurs gaziers pour lesquels un accord n'a pas encore été trouvé afin de restaurer le niveau de ses marges.

Fenice a contribué à hauteur de 91 millions d'euros à l'EBE du Groupe en 2013, en diminution organique de 10 millions d'euros, en liaison avec la baisse constatée sur le chiffre d'affaires.

9.3.2.2.4 Autre International

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 1 128 millions d'euros en 2013, en augmentation de 5,8 % par rapport à 2012 et de 9,8 % en organique.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 52 millions d'euros. Il enregistre les effets défavorables de la baisse des tarifs d'électricité et de gaz en réaction au positionnement agressif de la concurrence, que compense partiellement la diminution des charges d'exploitation.

Aux **États-Unis**, l'EBE est en croissance organique (+62 millions d'euros) par rapport à 2012, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production nucléaire du fait du moindre nombre de jours d'arrêts programmés.

1. Ventilation explicitée dans la partie 9.3.1.2.1.

Le segment enregistre par ailleurs l'effet favorable de la plus-value de cession de SSE.

En Pologne, l'EBE est en croissance organique de 57 millions d'euros en raison de coûts liés au projet de centrale thermique à charbon supercritique de Rybnik en 2012 sans équivalent en 2013.

9.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 769 millions d'euros, en baisse organique par rapport à 2012 (-6,3 %).

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 773 millions d'euros. La progression organique de 23,3 % par rapport à 2012 est tirée par l'activité Production, en raison principalement des mises

en service 2013 et de l'effet en année pleine des mises en service 2012, situées pour l'essentiel en Amérique du Nord. L'activité DVAS est soutenue en 2013 bien qu'en recul par rapport au niveau exceptionnel de 2012.

L'EBE d'**EDF Trading** est stable par rapport à 2012 du fait de la stabilité de la marge de trading (cf. § 9.3.1.2.5).

L'EBE de **Dalkia** diminue de 35 millions d'euros par rapport à 2012, la croissance organique étant compensée par un effet périmètre dû au reclassement en « Actifs détenus en vue de leur vente » à compter du 28 octobre 2013 (cf. § 9.2.2.1.2).

La baisse organique du segment s'explique essentiellement par les produits liés à des opérations immobilières et à des renégociations de contrats d'assurance, enregistrés en 2012 et sans équivalent en 2013.

9.3.3. Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en augmentation de 3,1 %.

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	16 765	15 998	767	+4,8
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	14	(69)	83	-120,3
Dotations aux amortissements	(7 516)	(6 849)	(667)	+9,7
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(228)	(164)	(64)	+39,0
(Pertes de valeur) / reprises	(1 012)	(752)	(260)	+34,6
Autres produits et charges d'exploitation	388	(5)	393	n.s.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	8 411	8 159	252	+3,1

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 411 millions d'euros en 2013, en augmentation de 252 millions d'euros par rapport à 2012. Cette hausse s'explique principalement par l'évolution positive de l'EBE et des autres produits et charges d'exploitation, partiellement compensée par l'augmentation des dotations aux amortissements et des pertes de valeurs.

9.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de -69 millions d'euros en 2012 à +14 millions d'euros en 2013. Les évolutions positives sont principalement localisées dans le segment **Autres activités**.

9.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation par rapport à 2012 (+9,7 %).

La **France** enregistre une augmentation des dotations aux amortissements de 512 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires, aux travaux d'investissement sur les centrales en exploitation et aux investissements réalisés dans la distribution.

Au **Royaume-Uni**, les dotations aux amortissements sont stables.

En **Italie**, la hausse des dotations aux amortissements (+96 millions d'euros) est principalement due à un effet périmètre lié à la prise de contrôle d'Edison en 2012.

Chez **EDF Énergies Nouvelles**, la mise en service des parcs de production conduit à une hausse des dotations aux amortissements de 60 millions d'euros.

9.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

L'augmentation de 64 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2013 par rapport à 2012 est essentiellement attribuable à ERDF.

9.3.3.4 Pertes de valeur / reprises

En 2012, les pertes de valeur constatées pour 752 millions d'euros concernaient principalement CENG aux Etats-Unis (segment **Autre International**) pour 396 millions d'euros, compte tenu des perspectives dégradées sur les prix à terme de l'électricité, le **Royaume-Uni** pour 234 millions d'euros sur des actifs thermiques, ainsi qu'Edison en **Italie** pour 44 millions d'euros.

En 2013, les pertes de valeur s'élèvent à 1 012 millions d'euros et concernent pour l'essentiel la Belgique pour 229 millions d'euros notamment sur une centrale de production thermique d'EDF Luminus, la centrale de Sloe aux Pays-Bas pour 174 millions d'euros compte tenu de la dégradation à long terme des *spark spread*¹, CENG pour 146 millions d'euros dus principalement à une nouvelle détérioration des perspectives sur les prix à terme de l'électricité aux Etats-Unis et la Pologne pour 125 millions d'euros en raison de la suspension du projet de centrale thermique à charbon supercritique.

9.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent un produit net de 388 millions d'euros en 2013 contre une charge nette de 5 millions d'euros en 2012.

En 2012, ils incluaient essentiellement :

- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision à la hausse des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé ;
- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT² (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment) ;
- Par ailleurs, l'application de la norme IFRS 3 révisée s'était traduite par la comptabilisation en Autres produits et charges d'exploitation dans le cadre de la prise de contrôle d'Edison :
 - d'un résultat de cession de -1 090 millions d'euros lié à la quote-part anciennement détenue ;
 - d'un goodwill négatif de 1 023 millions d'euros.

En 2013, ils comprennent pour l'essentiel :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France détaillée au § 9.2.2.5.1.5 ;
- des charges de restructuration pour 60 millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique, aux Etats-Unis et dans certains pays d'Europe centrale.

9.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 403)	(2 443)	40	-1,6
Effet de l'actualisation	(2 982)	(3 261)	279	-8,6
Autres produits et charges financiers	2 296	2 370	(74)	-3,1
RÉSULTAT FINANCIER	(3 089)	(3 334)	245	-7,3

Le résultat financier représente une charge de 3 089 millions d'euros en 2013, en amélioration de 245 millions d'euros par rapport à 2012. Cette évolution s'explique par :

- coût de l'endettement financier brut : la baisse de 1,6 % est liée à la diminution de la dette brute moyenne du Groupe ;
- effet de l'actualisation : le recul de 279 millions d'euros des charges d'actualisation s'explique principalement par la révision du taux

d'actualisation des provisions nucléaires en France effectuée en 2012, sans équivalent en 2013 ;

- autres produits et charges financiers : la variation défavorable est liée pour l'essentiel au produit financier 2012 de 629 millions d'euros correspondant à la compensation du coût de portage lié au déficit cumulé du mécanisme CSPE, sans équivalent en 2013, partiellement compensé par une hausse des plus-values de cession des actifs dédiés.

1. Différence entre le prix de marché de l'électricité et le coût de revient d'une centrale, celle de Sloe fonctionnant au gaz naturel.

2. HTA-BT : Haute tension A – Basse tension.

9.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 942 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt (TEI) de 36,5 % en 2013. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 32,6 % en 2012.

Le taux effectif d'impôt observé est affecté à la hausse par les pertes de valeur ; retraité de ces éléments, il s'établit en 2013 et en 2012 respectivement à 33,7 % et à 29,1 %.

La hausse du TEI entre 2012 et 2013 s'explique notamment par les impacts défavorables des lois de finances en France de 2012 et 2013, qui ont conduit notamment à une hausse du taux d'impôt à 38,0 % contre 36,1 % en 2012.

9.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 375 millions d'euros en 2013, contre un produit de 261 millions d'euros en 2012. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE par rapport à 2012.

9.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle (anciennement Intérêts minoritaires) s'élève à 238 millions d'euros en 2013, stable par rapport à 2012. Il concerne principalement la participation détenue dans les activités nucléaires existantes au Royaume-Uni par Centrica.

9.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 517 millions d'euros en 2013, en hausse de 242 millions d'euros par rapport à 2012, soit +7,4 %.

9.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant¹ s'établit à 4 117 millions d'euros en 2013, en diminution de 1,4 % par rapport à 2012.

1. Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts.

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts en 2013 s'élèvent à -600 millions d'euros ; ils se composent de :

- -615 millions d'euros de pertes de valeur et reprises de provisions ;
- +15 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts étaient de -900 millions d'euros en 2012.

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net

9.4.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 189	9 924	1 265	+12,7
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 275)	(14 410)	2 135	-14,8
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 011	4 657	(3 646)	n.a.
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(75)	171	(246)	n.a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 874	5 743	131	+2,3
Incidence des variations de change	4	(44)	48	n.a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	38	(15)	-39,5
Incidence des autres reclassements	(367)	(34)	(333)	n.a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 459	5 874	(415)	-7,1

n.a. = non applicable.

9.4.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	4 825	497	+ 10,3
Pertes de valeur / (reprises)	1 012	752	260	+34,6
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 445	9 255	190	+2,1
Produits et charges financiers	1 587	944	643	+68,1
Dividendes reçus des entreprises associées	266	201	65	+32,3
Plus ou moins-values de cession	(882)	(443)	(439)	+99,1
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 783)	(2 390)	607	-25,4
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 967	13 144	1 823	+13,9
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	(1 634)	(165)	+10,1
Impôts sur le résultat payés	(1 979)	(1 586)	(393)	+24,8
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	11 189	9 924	1 265	+12,7

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2013 s'élèvent à 11 189 millions d'euros, en augmentation de 1 265 millions d'euros par rapport à l'exercice 2012.

Cette variation traduit d'abord une hausse de 1 823 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient:

- du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des pertes (reprises) de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 15 779 millions d'euros en 2013 contre 14 832 millions d'euros en 2012, soit une augmentation de 947 millions d'euros par rapport à 2012 ;

- dans une moindre mesure de l'effet des charges financières nettes 2013 supérieures à celles de 2012 qui bénéficiaient du produit correspondant à la compensation du coût de portage du déficit de la créance CSPE ;
- de la variation du besoin en fonds de roulement qui diminue de 25,4 % par rapport à la variation 2012, affectée par la hausse de la créance CSPE.

Ces effets sont partiellement compensés par l'augmentation des plus-values de cession sur actifs dédiés en 2013 par rapport à 2012.

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également la hausse de l'impôt payé sur le résultat (-393 millions d'euros), surtout localisée en France et résultant de l'augmentation du résultat taxable et de l'impact des nouvelles lois de Finances 2012-2013.

9.4.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 12 275 millions d'euros en 2013, à comparer à 14 410 millions d'euros en 2012.

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise / cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(13 327)	(13 386)	59	- 0,4
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	240	748	(508)	- 67,9
Investissements incorporels et corporels nets	(13 087)	(12 638)	(449)	+3,6
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	648	20	628	n.a.
Variations d'actifs financiers	164	(1 792)	1 956	n.a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	(12 275)	(14 410)	2 135	-14,8

n.a. = non applicable.

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élèvent à 13 087 millions d'euros en 2013, en augmentation de 449 millions d'euros (+3,6 %) par rapport à 2012.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	5 340	4 342	998	+23,0
Activités de réseaux	3 215	3 063	152	+5,0
Activités insulaires	438	779	(341)	-43,8
France	8 993	8 184	809	+9,9
Royaume-Uni	1 338	1 642	(304)	-18,5
Italie	337	428	(91)	-21,3
Autre International	511	485	26	+5,4
International	2 186	2 555	(369)	-14,4
Autres activités	1 908	1 899	9	+0,5
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	13 087	12 638	449	+3,6

L'augmentation des investissements incorporels et corporels nets en France est de 809 millions d'euros, soit +9,9 %.

Concernant les **activités Production et Commercialisation (non régulées)**, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (+989 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine. Cette augmentation est due aux dépenses engagées pour améliorer la performance des tranches nucléaires, et à l'amélioration du schéma de gestion qui a permis un meilleur suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

Les investissements incorporels et corporels nets augmentent de 152 millions d'euros dans les **activités de réseaux**, principalement dans les raccordements utilisateurs et les *smart grids*.

Le ralentissement des investissements incorporels et corporels nets dans les **activités insulaires** s'explique par les mises en service effectuées en 2013 ou prévues en 2014 de plusieurs centrales thermiques.

Au **Royaume-Uni**, la diminution de 304 millions d'euros (-18,5 %) s'explique notamment par la diminution des investissements incorporels et corporels nets liés aux énergies renouvelables pour 138 millions d'euros et par la mise en service en 2013 de la centrale thermique de West Burton B (-61 millions d'euros).

En **Italie**, la baisse de 91 millions d'euros des investissements incorporels et corporels nets (-21,3 %) s'explique principalement par une diminution des investissements en exploration et production de gaz d'une part (-52 millions d'euros) et en production d'électricité d'autre part (-52 millions d'euros).

Sur la zone **Autre International**, les investissements incorporels et corporels nets sont en hausse de 26 millions d'euros en 2013 par rapport à 2012.

Sur le segment des **Autres activités**, la hausse est de 9 millions d'euros, soit +0,5 %.

Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)

En 2013, les cessions nettes de titres de participation ont fortement augmenté pour atteindre 648 millions d'euros. Elles correspondent principalement à la cession de la participation du Groupe dans SSE, la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni et la cession partielle du parc éolien de Fallago Rig par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles.

En 2012, les acquisitions / cessions comprenaient principalement l'encaissement du produit de cession de la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et le montant de l'acquisition d'Enerest.

Variation d'actifs financiers

En 2013, la variation des actifs financiers est de 164 millions d'euros et comprend la cession de la totalité de la participation d'EDF dans Veolia Environnement pour un montant de 262 millions d'euros.

En 2012, la variation des actifs financiers, de -1 792 millions d'euros, est principalement liée à EDF et s'explique par des acquisitions d'actifs liquides pour 1 224 millions d'euros et des dotations de trésorerie aux actifs dédiés pour 737 millions d'euros.

9.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	95	(1 038)	1 133	-109,2
Dividendes versés par EDF	(2 144)	(2 125)	(19)	+0,9
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(318)	(230)	(88)	+38,3
Achats / ventes d'actions propres	4	(15)	19	-126,7
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(2 363)	(3 408)	1 045	-30,7
Émissions d'emprunts	5 746	12 431	(6 685)	-53,8
Remboursements d'emprunts	(8 654)	(4 869)	(3 785)	+77,7
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	6 125	-	6 125	n.a.
Rémunération TSDI	(103)	-	(103)	n.a.
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	171	190	(19)	-10,0
Subventions d'investissement reçues	89	313	(224)	-71,6
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	3 374	8 065	(4 691)	-58,2
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	1 011	4 657	(3 646)	-78,3

n.a. = non applicable.

En 2013, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 1 011 millions d'euros, en diminution de 3 646 millions d'euros par rapport à 2012. Cette variation traduit principalement :

- une diminution des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle. Aucune transaction significative n'est intervenue sur 2013. 2012 s'est caractérisée par l'acquisition d'intérêts complémentaires dans le groupe Edison pour 869 millions d'euros et dans ERSa suite à l'acquisition par EDF de la participation d'EnBW dans cette filiale polonaise pour 252 millions d'euros ;
- une stabilité des dividendes versés en numéraire par EDF en 2013 par rapport à 2012 ;
- des émissions nettes d'emprunts obligataires et de titres subordonnés à durée indéterminée, en diminution de 4 345 millions d'euros par rapport à 2012, année d'investissements significatifs et de prise de contrôle d'Edison.

9.4.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

En 2013, le Groupe a modifié son analyse de l'évolution de l'endettement financier net. Dans le cadre de ses opérations, le Groupe effectue à la fois des investissements et des cessions portant sur des immobilisations corporelles et incorporelles et des titres. L'ensemble de ces transactions forme un tout géré globalement, dont l'impact sur la dette constitue les « investissements nets hors opérations stratégiques ». En outre, les opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe sont identifiées en « investissements nets sur opérations stratégiques ». Par ailleurs, les dotations et retraits sur actifs dédiés constituent une composante importante de l'évolution de l'endettement financier net. Ils ont donc été isolés et sont analysés spécifiquement. Le nouveau format d'analyse fait donc apparaître un solde intermédiaire appelé « cash flow avant dividendes » qui tient compte des investissements nets ainsi que des dotations et retraits sur actifs dédiés.

Le tableau ci-après présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité ⁽⁵⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	16 765	15 998	767	+4,8
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(263)	(629)	366	
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	(1 634)	(165)	
Impôt sur le résultat payé	(1 979)	(1 586)	(393)	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	249	165	84	
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	12 973	12 314	659	+5,4
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 783)	(2 390)	607	
Investissements nets hors opérations stratégiques ⁽²⁾	(12 268)	(11 808)	(460)	
Cash flow après investissements nets hors opérations stratégiques et variation de BFR net	(1 078)	(1 884)	806	
Investissements nets sur opérations stratégiques ⁽³⁾	834	(3 040)	3 874	
Actifs dédiés	2 443	(683)	3 126	
Cash flow avant dividendes ⁽⁴⁾	2 199	(5 607)	7 806	
Dividendes versés en numéraire	(2 565)	(2 355)	(210)	
Cash flow après dividendes	(366)	(7 962)	7 596	
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	-	6 125	
Autres variations monétaires	(96)	(119)	23	
(Augmentation) / diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	5 663	(8 081)	13 744	
Effet de la variation de change	406	(137)	543	
Autres variations non monétaires	44	(72)	116	
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	6 113	(8 290)	14 403	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	41 575	33 285		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	35 462	41 575		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds from operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets hors opérations stratégiques correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers.

(3) Les investissements nets sur opérations stratégiques correspondent aux opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

(4) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement, investissements nets hors opérations stratégiques (voir note 2) et sur opérations stratégiques (voir note 3) et dotations et retraits sur actifs dédiés.

(5) Données 2012 retraitées pour intégrer le changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel (IAS 19 révisée) ; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de - 86 millions d'euros et de + 86 millions d'euros respectivement.

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 35 462 millions d'euros au 31 décembre 2013. Il était de 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012, en diminution de 6 113 millions d'euros sur l'année 2013.

Le **cash flow opérationnel** s'établit à 12 973 millions d'euros à fin décembre 2013, contre 12 314 millions d'euros à fin décembre 2012, soit une augmentation de 659 millions d'euros et de +5,4 %.

Cette variation s'explique essentiellement par la hausse de l'EBE (+767 millions d'euros) partiellement compensée par la hausse de l'impôt payé sur le résultat (-393 millions d'euros) et par la hausse des frais financiers nets décaissés (-165 millions d'euros). La diminution des charges d'intérêts (+125 millions d'euros) est plus que compensée par la variation des intérêts courus non échus (-222 millions d'euros).

Le **besoin en fonds de roulement (BFR)** s'est accru de 1 783 millions d'euros sur l'année 2013. Cette variation s'explique principalement par :

- la hausse des stocks (+690 millions d'euros), essentiellement due à un effet prix sur les combustibles nucléaires ;
- l'acquisition de droits d'émission de CO₂ au Royaume-Uni et en France (+336 millions d'euros) suite au changement de législation en 2013 ;
- les hausses tarifaires du 1^{er} août 2013 pour 188 millions d'euros ;
- la baisse des dettes fournisseurs liées aux obligations d'achat pour 148 millions d'euros, essentiellement due à un effet volume.

Les **investissements nets hors opérations stratégiques** s'établissent à 12 268 millions d'euros en 2013, contre 11 808 millions d'euros en 2012 et comprennent :

- des investissements incorporels et corporels nets pour 13 087 millions d'euros en 2013, contre 12 638 millions d'euros en 2012, dont la variation est détaillée au § 9.4.1.2 ;
- des investissements financiers nets hors opérations stratégiques pour (819) millions d'euros en 2013, stables par rapport à 2012 ((830) millions d'euros).

Les **investissements nets sur opérations stratégiques** sont des opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

En 2012, elles correspondaient à la prise de contrôle d'Edison.

En 2013, ces opérations recouvrent la cession de la centrale de Sutton Bridge pour 196 millions d'euros, conformément à l'engagement pris vis-à-vis de la Commission européenne lors de l'acquisition de British Energy, ainsi que des cessions d'actifs ne correspondant pas au cœur d'activité du Groupe : participations minoritaires dans SSE en Slovaquie pour 376 millions d'euros et dans Veolia pour 262 millions d'euros.

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'**actifs dédiés** pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 21 737 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements et au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2012, le flux net de 683 millions d'euros correspondait essentiellement aux dotations de l'exercice.

Le flux net 2013 correspond principalement au retrait exceptionnel de +2 407 millions d'euros concomitant à l'affectation de la totalité de la

créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013, cette double opération ayant permis d'atteindre la couverture de 100 % des passifs nucléaires visés par la loi du 28 juin 2006.

Enfin, l'acquisition de TIGF, filiale du groupe Total de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France, a été intégralement affectée aux actifs dédiés et financée par eux, générant ainsi un flux net nul.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, le **cash flow avant dividendes** est positif de 2 199 millions d'euros en 2013 (contre -5 607 millions d'euros en 2012).

Les **dividendes** versés en numéraire (2 565 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2012 pour 1 085 millions d'euros ;
- l'acompte sur 2013 pour 1 059 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 26 novembre 2013 et payé le 17 décembre 2013 à hauteur de 0,57 euros par action ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (318 millions d'euros) ;
- les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (103 millions d'euros).

En 2012, les dividendes versés en numéraire étaient de 2 355 millions d'euros.

En janvier 2013, le Groupe a lancé une **émission « hybride »** pour un montant équivalent à 6 125 millions d'euros (nets des coûts de transaction) réparti en plusieurs tranches libellées en plusieurs devises :

- 3 000 millions de dollars américains à 5,25 % avec option de remboursement à 10 ans ;
- 1 250 millions de livres sterling à 6 % avec option de remboursement à 13 ans ;
- 1 250 millions d'euros à 4,25 % avec option de remboursement à 7 ans ;
- 1 250 millions d'euros à 5,375 % avec option de remboursement à 12 ans.

L'**effet change** (dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro¹) a un impact favorable de 406 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2013.

1. Dépréciation de 2,0 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2012 1,2253 €/£ ; 31 décembre 2013 1,1995 €/£.
Dépréciation de 4,0 % du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2012 0,7579 €/\$. ; 31 décembre 2013 0,7251 €/.\$.

9.5 Gestion et contrôle des risques marchés

9.5.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telles qu'ERDF. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Le développement international du Groupe a conduit à la mise en place, début 2002, d'une structure dédiée — le département Contrôle des risques financiers et investissements (CRFI) — en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de gestion financière. Rattachée à la Direction Contrôle des Risques Groupe, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la Salle des marchés.

Le CRFI produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la Salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

9.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

9.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2013, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 18 007 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 390 millions d'euros.

Sur l'année 2014, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2013 s'élèveront à 12 262 millions d'euros, dont 7 743 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2013, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

9.5.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa position de liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et de croissance externe et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a notamment procédé au cours de l'année 2013 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 38.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013 « Variations des emprunts et dettes financières ». Les emprunts obligataires ont été émis soit au travers de programmes EMTN (*Euro Medium Term Note Program*), soit en *stand alone* pour un montant global de 1 770 millions d'euros (dont 1 400 millions d'euros de *Green Bond* ; cf. ci-après), 1 000 millions de couronnes norvégiennes et de 1 216 millions de dollars de Hong-Kong.

Par ailleurs, EDF a procédé à des émissions obligataires hybrides en trois devises pour un montant équivalent de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction). Les tranches euros et sterling ont été négociées le 22 janvier 2013. La tranche dollar a été négociée le 23 janvier 2013. Ces titres sont de maturité perpétuelle mais comportent une option de remboursement au pair à la main de l'émetteur fixée aux dates de paiement du coupon au-delà d'une certaine durée contractuelle. Les tranches se décomposent comme suit :

- 1 250 millions de livres sterling avec un coupon semi-annuel de 6 % avec option de remboursement à 13 ans et à chaque date d'intérêt ensuite ;
- 3 000 millions de dollars américains avec un coupon semi-annuel de 5,250 % avec option de remboursement à 10 ans et à chaque date d'intérêt ensuite ;
- 1 250 millions d'euros avec un coupon annuel de 4,250 % avec option de remboursement à 7 ans et à chaque date d'intérêt ensuite ;
- 1 250 millions d'euros avec un coupon annuel de 5,375 % avec option de remboursement à 12 ans et à chaque date d'intérêt ensuite.

Le groupe EDF a procédé le 20 novembre 2013 à sa première émission obligation verte (*Green Bond*) pour un montant total de 1 400 millions d'euros, avec un coupon annuel de 2,25 % et de maturité 7,5 ans.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2013 a été portée à 8,9 ans contre 8,5 ans au 31 décembre 2012, celle d'EDF SA à 9,9 ans contre 9,6 ans au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre 2013, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2013) :

	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
31 décembre 2013 <i>(en millions d'euros)</i>				
2014	12 262	(170)	52	48
Entre 2015 et 2018	16 708	(333)	160	36
2019 et au-delà	48 253	197	79	181
TOTAL	77 223	(307)	292	265
Dont remboursement de dette	52 046			
Dont charges d'intérêt	25 177			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- la *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la Trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux Etats-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard de dollars américains pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2013, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 270 millions d'euros et de 4 775 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés de capitaux du monde, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 30 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euro et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en stand alone, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2013 :

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 %
EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0 %
EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6 %
EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
EDF	11/2013 ⁽²⁾	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,9 %
EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,8 %
EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,1 %
EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,9 %
EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %
EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5 %
EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1 %

(1) Date de réception des fonds.

(2) Green Bond.

EDF SA dispose d'un montant global de 9 568 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales). Le 16 décembre 2013, EDF a signé avec un groupe de 23 banques européennes et internationales un avenant au contrat de crédit syndiqué de 4 milliards d'euros datant du 22 novembre 2010, permettant notamment au Groupe d'étendre la maturité du crédit jusqu'en novembre 2018 (avec deux options d'extension supplémentaires, chacune d'un an), tout en améliorant les conditions financières, notamment une diminution de la marge de 35 à 20 points de base. Les lignes de crédit représentent 5 568 millions d'euros de disponible dont les maturités s'échelonnent entre janvier 2015 et septembre 2018. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours. Au 31 décembre 2013, le crédit syndiqué n'a fait l'objet d'aucun tirage.

La ligne de crédit de 500 millions d'euros vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement a fait l'objet d'un tirage total au 31 décembre 2012 (100 millions d'euros tirés en 2010, 350 millions d'euros en 2011 et 50 millions d'euros en 2012).

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit du groupe EDF qui n'a pas évolué sur l'exercice ; les lignes de crédit pour EDF Energy UK Ltd n'ont pas été renouvelées sur la période.

Enfin, au 31 décembre 2013, Edison bénéficie de lignes de crédit du groupe EDF pouvant être sollicitées en cas de difficultés de liquidités et a souscrit en juillet 2013 une nouvelle ligne de crédit avec un *pool* de banques de 500 millions d'euros (maturité comprise entre 1 et 5 ans).

9.5.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2013 :

Société	Agence	Notation Long terme (LT)	Notation Court terme (CT)
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective négative	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective négative ⁽¹⁾	F1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	n.a
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative	A-1
	Moody's	n.a ⁽²⁾	n.a
Edison	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable ⁽³⁾	n.a
	Fitch Ratings	n.a ⁽⁴⁾	n.a

(1) Placement en perspective négative d'EDF par l'agence Fitch Ratings le 01/07/2013 (l'évolution des tarifs de l'électricité étant jugée insuffisante pour maintenir un niveau d'endettement conforme à une notation A+).

(2) Arrêt du suivi de notation (LT et CT) par l'agence Moody's pour EDF Energy le 17/04/2013.

(3) Placement en perspective stable d'Edison par l'agence Moody's le 26/09/2013.

(4) Arrêt du suivi de notation par l'agence Fitch Ratings pour Edison le 20/02/2013.

n.a = Non-applicable

9.5.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devise : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif / passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture

des actifs nets en devises respecte un couple rendement / risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 54 % et 93 %. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devise : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2013 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 31 décembre 2013, par devise avant et après couverture

31 décembre 2013 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	33 035	(472)	32 563	61 %
USD	10 258	(4 786)	5 472	10 %
GBP	7 959	5 116	13 075	25 %
Autres devises	2 061	142	2 203	4 %
TOTAL DES EMPRUNTS	53 313	-	53 313	100 %

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2013.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2013 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
EUR	32 563	-	32 563
USD	5 472	547	6 019
GBP	13 075	1 308	14 383
Autres devises	2 203	220	2 423
TOTAL DES EMPRUNTS	53 313	2 075	55 388

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

Position des actifs nets

31 décembre 2013 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 003	4 000	670	333
CHF (Suisse)	1 408	760		648
HUF (Hongrie)	125 622		92 594	33 028
PLN (Pologne)	3 615		2 595	1 020
GBP (Royaume-Uni)	14 624	6 035	4 042	4 547
BRL (Brésil)	717			717
CNY (Chine)	7 019			7 019

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2013 ; Dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2013.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2013. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

	Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾			Au 31 décembre 2012		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
<i>(en millions de devises)</i>						
USD	333	242	24	430	326	32
CHF (Suisse)	648	528	53	473	392	39
HUF (Hongrie)	33 028	111	11	34 758	119	12
PLN (Pologne)	1 020	246	25	869	213	21
GBP (Royaume-Uni)	4 547	5 454	545	3 189	3 908	391
BRL (Brésil)	717	220	22	626	232	23
CNY (Chine)	7 019	841	84	5 870	714	71

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2013.

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 9.5.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2013.

9.5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition des positions de trésorerie du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement) fixe, dans le cadre de sa politique générale, des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur

des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières. Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif / passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2013, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 75,8 % à taux fixe et 24,2 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 129 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2013 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,8 % en 2013.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2013. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2012.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2013 <i>(en millions d'euros)</i>	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	47 826	(7 375)	40 451	-
À taux variable	5 487	7 375	12 862	129
TOTAL DES EMPRUNTS	53 313	-	53 313	129

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2013 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	2 774	(28)	2 746

9.5.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 9.5.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,2 % en actions fin 2013, soit un montant actions de 2,6 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2013, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 44,5 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 421 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2013, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 32,7 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 413 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions ce qui conduit au 31 décembre 2013 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2013, EDF ne détenait plus de positions dans Veolia Environnement. EDF a vendu la totalité de ses participations dans Veolia Environnement le 26 novembre 2013 pour un montant de 262,1 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 162,8 millions d'euros. La volatilité est estimée à 42,01 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

9.5.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif / passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif / passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés, le processus de décision et de contrôle pour leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'études actif / passif dont l'objectif est de définir le portefeuille-cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières.

En 2013, afin de poursuivre la diversification dans les actifs réels engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés. Cette nouvelle allocation se traduit, en complément du portefeuille financier, par la mise en place d'un portefeuille d'actifs réels géré par EDF Invest qui a été créé en juillet 2013 suite au décret du 24 juillet 2013 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (cf. § 9.2.2.2.1.1).

L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés, y compris 50 % des titres RTE qui représentent 2 567 millions d'euros à fin 2013.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (cf. ci-après).

La **gestion tactique** du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « classe d'actifs secondaires » ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement) ;
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs) ;
 - par processus d'investissement (approche macro-économique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif » etc.) ;
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise.

- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - par type d'émission (taux fixes, taux indexés) ;
 - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supra-nationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises) ;
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI.

Évolution du portefeuille sur l'année 2013

En septembre 2013, EDF Invest a notamment intégré à son portefeuille d'actifs réels la participation de 20 % dans TIGF, société de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France, acquise auprès de Total et au travers d'un consortium constitué également de Snam, l'opérateur

de transport et de stockage de gaz italien (45 %) et GIC, le fonds de l'Etat de Singapour (35 %).

Par ailleurs, en application du décret du 23 février 2007, l'Etat a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF aux actifs dédiés. Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La **dotation nette totale** au titre de l'année 2013 s'élève à 2 591 millions d'euros, résultant de l'affectation de la créance CSPE (4 978 millions d'euros au 13 février 2013 en incluant le coupon couru et après revalorisation par la CRE), des retraits (2 407 millions d'euros en réalisé) et de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie.

Les **décassements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2013 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 326 millions d'euros, contre 350 millions d'euros en 2012.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Composition analytique du portefeuille

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
S/portefeuille actions	36,4 %	41,6 %
S/portefeuille obligataire	23,7 %	39,3 %
S/portefeuille trésorerie	3,7 %	5,4 %
CSPE après couverture	23,2 %	-
Actifs réels (EDF Invest)	13,0 %	13,7 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2013, la valeur globale du portefeuille s'élève à 21 737 millions d'euros, contre 17 642 millions d'euros à fin décembre 2012 (proforma sur la valorisation des titres RTE après application d'IAS 19 révisée).

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013.

1. Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Composition selon la classification de l'Article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2013		31 décembre 2012	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Obligations Etats OCDE et assimilées	2 643	2 828	4 205	4 564
Obligations Personnes Morales OCDE hors Etats	808	841	550	642
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 144	2 308	2 499	2 758
Actions négociées sur un marché reconnu	-	-	60	60
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	6 398	7 873	6 550	7 194
Prêts, dépôts et titres assimilés	5	5	-	15
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	11 998	13 855	13 864	15 233
CSPE après couverture	5 049	5 049	-	-
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 567	2 015	2 409
Autres titres non cotés et immobilier	266	266	-	-
Ajustements sur autres titres non cotés	8	-	-	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	19 336	21 737	15 879	17 642

(1) Cf. comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2013, note 38.

Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2013 et 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	31/12/2013 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2013		31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2012	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽²⁾
S/portefeuille Actions	7 918	21,1 %	20,5 %	7 343	13,8 %	14,4 %
S/portefeuille Taux	5 147	1,0 %	2,2 %	6 937	10,3 %	10,6 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	13 065	11,6 %	10,9 %	14 280	12,0 %	12,6 %
S/portefeuille Trésorerie	790	0,7 %	0,1 %	953	1,1 %	0,2 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	13 855	11,1 %	10,9 %	15 233	11,1 %	12,6 %
CSPE après couverture	5 049					
Actifs réels (EDF Invest)	2 833	11,1 %		2 409	6,7 %	
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	21 737	9,4 %		17 642	10,4 %	

(1) Indice de référence en 2013 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Indice de référence en 2012 : MSCI World DN couvert en euro pour 50 % pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 50 % indice actions et 50 % indice taux.

L'année 2013 a vu une continuité des tendances entamées à la fin du premier semestre 2012. Les marchés actions ont donc connu de belles progressions, les investisseurs prenant progressivement confiance dans les situations économiques américaine et européenne. La Zone euro est sortie de la récession provoquée par la crise de l'euro. Aux Etats-Unis, les séquestres de début d'année et la fermeture de l'administration à l'automne ont eu peu de conséquences, au contraire de la réorientation de la politique monétaire de la Fed, annoncée en juin et entamée en décembre consistant à réduire progressivement le programme d'achats d'actifs. Cette réorientation a provoqué une hausse des taux américains 10 ans de 1,76 % à 3,03 % et

par sympathie des taux français (de 2 % à 2,56 %) et allemands (de 1,32 % à 1,93 %). Les taux espagnols et italiens ont par contre baissé, poursuivant le mouvement de normalisation entamé en 2012. Dans ce contexte, la politique d'investissement a consisté au maintien d'un portefeuille obligataire plutôt court et qui se repositionne sur l'Italie et l'Espagne. Au sein du portefeuille financier, le poids du sous-portefeuille actions évolue à la hausse, principalement à cause d'un effet marché très marqué, les marchés actions progressant fortement face à des marchés obligataires rendus difficiles par la hausse des taux sans risques.

En 2013, les actifs dédiés affichent une performance de +9,4 %; celle du portefeuille financier s'établit à +11,6 %. L'écart à l'indice de référence (+10,9 %) s'explique par une surpondération actions tout au long de l'année et par une sélection de fonds favorable. La volatilité des sous-portefeuilles actions et obligations a été inférieure à celle de leur indice de référence. Les titres RTE affichent une performance très solide.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de +1 240 millions d'euros, dont +926 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+1 493 millions d'euros avant impôt), +56 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+83 millions d'euros avant impôt) et +262 millions d'euros pour les titres RTE affectés.

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2013 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 918 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World AC. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2013 à 10,1 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 10,2 % à fin 2012. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 800 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2013, la sensibilité du sous-portefeuille taux (5 147 millions d'euros) s'établissait à 4,70, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 242 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en baisse par

rapport à celle observée fin 2012 (5,06), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,44).

9.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie / crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. La politique prévoit, notamment, la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions sur les activités de marchés financiers et énergies et l'élaboration d'une consolidation semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse depuis le début de la crise financière de 2008 au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie. De plus, les méthodologies de calcul des risques ont été révisées en juin 2013¹ afin qu'ils reflètent au mieux les pertes pouvant être subies par le Groupe. Cette évolution entraîne notamment une baisse importante des expositions liées à l'activité assurance. Les données à fin mars et à fin septembre 2013 présentées dans les tableaux ci-après ont été calculées proforma en intégrant ces nouvelles règles.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2013, les expositions du Groupe sont à 86 % sur des contreparties de classe *investment grade* :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC / C	Sans notation	Total
au 30/09/2013	6 %	20 %	39 %	21 %	3 %	0 %	1 %	10 %	100 %
au 31/03/2013	7 %	21 %	36 %	23 %	3 %	1 %	0 %	9 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/09/2013	4 %	0 % ⁽¹⁾	10 %	72 %	14 %	100 %
au 31/03/2013	4 %	0 % ⁽¹⁾	9 %	70 %	17 %	100 %

(1) Respectivement 0,47 % et 0,61 % à fin mars et fin septembre 2013.

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées (limites qui doivent correspondre à des besoins). La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet

d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre, Espagne...) pour des échéances de moins de 1 an. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

1. Concernant l'activité Assurances, l'exposition intègre désormais les créances existantes et la prime annuelle du contrat (et non plus la valeur des biens assurés), car la prime reflète l'estimation par l'assureur de l'espérance de sinistres.

9.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.5.2.1 Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de management des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies et trading pour EDF Trading) ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du trader et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Concernant Edison, entité dont EDF assure depuis 2012 le contrôle opérationnel, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies a débuté en 2012 avec la consolidation des positions d'Edison dans le profil des risques du Groupe. Il se poursuit dans le cadre du projet d'intégration d'Edison à la politique de risques du groupe EDF.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

9.5.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif du Groupe (Comex) de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, ce dispositif repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

9.5.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et d'autre part, du trading.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, etc.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de trading pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de trading.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou « VaR ») désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés¹. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge trading atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2013, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 45 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 225 millions d'euros². Dans l'année 2013 les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, d'un point de vue opérationnel, l'exposition nette³ est calculée d'une part sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) et d'autre part sur ceux relatifs à l'activité de trading pour compte propre (portefeuille de trading). Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (« PaR »)⁴ est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette. Par ailleurs, Edison est conforme aux obligations comptables liées à IFRS 7.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 41.4.3 et 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013.

1. EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite de Monte Carlo qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

2. Cinq fois la VaR, soit 225 millions d'euros.

3. L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filières.

4. Le Profit at Risk (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.

9.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF SA, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ERDF ainsi qu'Edison qui a intégré en 2012 et 2013 les principaux programmes Groupe. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL¹. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd², des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires de EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI). Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux Etats-Unis, EDF Inc est membre de NEIL³ ;
- **les dommages aux marchandises transportées** ;
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** : les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française no 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi no 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI. Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est

comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1^{er} janvier 2014, cette assurance est fournie par ELINI et Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Re participe à ce risque via le contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Par ailleurs, aux États-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars) ;

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe ;
- **Couverture des risques construction** : EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier / tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion etc. Ces couvertures ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA ;
- **Exploration et Production** : Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ces 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en Dommages aux biens qu'en Responsabilité civile, pour des actifs *Onshore* et *Offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1^{er} janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & Production » ;
- Le 11 août 2011, ERDF a conclu avec NATIXIS / Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est la **couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF** contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 125 millions d'euros en 2013, incluant l'intégration d'Edison (impact de 11,3 millions d'euros), dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

1. Oil Insurance Limited.

2. Société irlandaise d'assurance détenue à 100% par EDF.

3. Nuclear Electric Insurance Limited.



Crédit photo © EDF – Guillaume Murat

10 Trésorerie et capitaux

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.4 (« Flux de trésorerie et endettement financier net ») du présent document de référence.

En ce qui concerne les informations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.5.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent document de référence.



11 Recherche et développement, brevets et licences

11.1	Organisation de la R&D et chiffres clés	214
11.2	Les priorités de la R&D	215
	11.2.1 Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné	216
	11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone	217
	11.2.3 Adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux	218
11.3	L'international et les partenariats	218
11.4	Politique de propriété intellectuelle	220

La Direction Recherche et Développement (« R&D ») du groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles, d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long termes et d'anticiper les défis et enjeux majeurs auxquels le Groupe est confronté dans le contexte mondial de l'énergie. Ces éléments de contexte concernent en particulier :

- les ressources fossiles et le réchauffement climatique, qui implique des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre ;
- les usages de l'eau, la gestion de l'environnement ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les zones de consommation ;
- le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui donne de nouvelles opportunités au métier d'électricien ;
- les clients, consommateurs, collectivités, qui deviennent aussi producteurs, et souhaitent mieux consommer, vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes plus autonomes en énergie.

Dans ce contexte, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver des solutions à l'ensemble de ces défis. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- consolider un bouquet énergétique « décarboné » grâce à des actions qui visent à améliorer encore la sûreté et la performance du parc nucléaire actuel, sa durée de fonctionnement et le développement de

nouveaux réacteurs, en intégrant le retour d'expérience de l'accident de Fukushima, à accroître la sûreté d'exploitation et la performance des ouvrages hydrauliques exploités par EDF et à mettre au point des outils et des méthodes visant à accompagner le développement des énergies renouvelables ;

- développer une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone, grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, au développement de l'efficacité énergétique chez les clients, à la promotion des nouveaux usages performants de l'électricité souvent associés aux énergies renouvelables (pompes à chaleur, mobilité électrique...), au développement de la modélisation technique et économique au service d'une ingénierie pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable et au développement de l'intégration des usages et consommations au système électrique avec le *smart grid* et les tarifs ;
- adapter le système électrique par l'amélioration de la gestion des actifs de réseau, les modèles d'optimisation et les *scenarii* économiques pour les projets de nouvelles infrastructures de transport, l'insertion des énergies intermittentes et le développement des *smart grids*.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre de l'engagement des « 3 × 20¹ » à horizon 2020, défini par l'Union européenne à travers un *Strategic Energy Technology Plan* qui donne une feuille de route des développements et déploiements de technologies clés concernant notamment les énergies solaires, le captage et le stockage du carbone, l'efficacité énergétique et les villes durables. Elle s'appuie pour y parvenir sur des partenariats industriels et académiques, publics et privés auxquels EDF participe activement, permettant de partager les risques.

11.1 Organisation de la R&D et chiffres clés

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers et entre sociétés du Groupe.

En 2013, le montant global du budget de recherche et développement d'EDF s'est élevé à 543 millions d'euros. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. Environ 70 % du budget sont alloués à des programmes construits annuellement avec les directions opérationnelles et des filiales d'EDF. Les 30 % restants sont dédiés à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D du Groupe.

Environ 20 % de ce budget ont été consacrés en 2013 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable, sur les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

La R&D d'EDF compte plus de 2 000 collaborateurs, dont 80 % de cadres et environ 150 doctorants. 200 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Elle embauche chaque année une centaine de personnes et a un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. La Direction R&D est composée de 15 départements. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce, Systèmes d'Information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. L'évolution des compétences et de leur effectif est gérée sur une période glissante de trois ans.

La R&D d'EDF gère un organisme de formation interne, l'Institut de transfert de technologie (« ITech ») qui a pour vocation de diffuser les pratiques, les savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. Un catalogue d'une centaine de formations est actualisé chaque année et

intégré dans les Académies des Métiers (voir section 17.1.4 (« La formation et le développement des compétences : des priorités pour le Groupe »)).

La R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites : trois sont situés en région parisienne, un en Allemagne, un au Royaume-Uni, un en Pologne, un en Chine et un en Italie. Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent chacun 500 personnes environ. Le centre de Clamart compte près de 1 000 personnes.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF, actuellement à Clamart, sur le campus de Paris-Saclay. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe, des étudiants en thèse et des stagiaires. EDF donne ainsi une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Un nouveau centre de formation d'EDF sera implanté à proximité. La réunion en un même lieu du centre de recherche et du centre de formation formera l'ensemble EDF Lab Paris-Saclay, dont la cérémonie de pose de la première pierre s'est déroulée le 10 octobre 2013 en présence du Premier Ministre. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité. Ainsi depuis 2012, plusieurs partenariats ont été contractualisés avec des institutions présentes sur le plateau de Paris-Saclay :

- un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom Paris Tech a été lancé sur l'internet des objets et la cybersécurité (« SEIDO ») pour les systèmes électriques. Son enjeu est de préparer et faciliter le déploiement de services de gestion de la demande énergétique et d'efficacité énergétique s'appuyant sur des objets énergétiques communicants et interopérables (chauffage, climatiseurs, produits blancs et bruns, véhicules électriques...), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité...);

1. Une réduction de 20 % des émissions à effet de serre, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE.

- le laboratoire commun *Rise Grid* sur la modélisation et simulation des *smart grids* avec Supélec ;
- l'institut SEISM sur la modélisation du séisme de la faille à la structure, regroupant EDF, le CEA, l'École centrale Paris, l'ENS Cachan et le CNRS ;
- le Programme Gaspard-Monge pour l'optimisation mathématique (« PGMO »), abrité par la Fondation mathématique Jacques-Hadamard, mis en place grâce à un mécénat de la Direction de la R&D d'EDF ;
- le Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables qui associe déjà EDF, le CNRS et le CEA Saclay et qui accueillera l'ENSTA à compter de 2014 ;
- le Laboratoire commun Finance et marchés de l'énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'École polytechnique, qui a été renouvelé en 2012.

Les sites de la R&D abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : le Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables (« LaMSID ») et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (« IRDEP »), et deux centres internationaux de R&D : le *Materials Ageing Institute* (« MAI ») et l'*European Center Laboratories for Energy Efficiency Research* (« ECLEER »).

Aux États-Unis, l'énergie est un domaine important de la R&D, notamment sur les thèmes de l'environnement, de l'indépendance et de la sécurité d'approvisionnement. Son développement est soutenu par la législation américaine. En ce qui concerne l'électricité, l'*Electric Power Research Institute* (« EPRI ») est l'un des partenaires clés de R&D. Il fournit technologies et analyses économiques et stratégiques à ses membres, qui représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis et rassemblent environ 40 pays. Depuis plusieurs années, une équipe de chercheurs de la R&D est détachée aux États-Unis et travaille en étroite collaboration avec l'EPRI et EDF Inc., filiale américaine d'EDF. Le partenariat avec l'EPRI couvre de multiples domaines, tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, le captage et le stockage de CO₂.

Pour la réalisation de ses travaux, EDF continue d'investir dans des moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Il développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels. EDF a ainsi conclu, en 2013, l'achat d'un supercalculateur d'une puissance minimale de 1 000 térafllops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aérodynamique...), des boucles centrées sur des composants ou des *process*, des moyens d'interventions d'essais sur site ou des moyens dédiés à la caractérisation des matériaux et de leur vieillissement. En 2013, EDF a inauguré de nouveaux moyens d'essais :

- le laboratoire LEMEDS pour l'étude des mécanismes de dégradation des solvants utilisés pour le captage du CO₂ ;
- *Concept Grid* : *Concept Grid* est un réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels

innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau. *Concept Grid* vise à préparer les évolutions du réseau de distribution en étudiant l'intégration de nouveaux composants et d'équipements issus des technologies de communication et d'information et facilitant la gestion de la demande. Il vise également à faciliter l'intégration de la production décentralisée en étudiant le comportement des moyens de production sur le système électrique et en étudiant les applications de stockage d'électricité. *Concept Grid* est le maillon manquant entre un laboratoire de recherche classique, où les innovations sont testées dans des conditions qui ne sont pas totalement représentatives de la réalité, et le réseau réel, sur lequel le respect de la qualité de service limite les expérimentations. La plate-forme *Concept Grid* a été inaugurée en septembre 2013 ;

- en 2013, EDF a lancé la construction d'une maquette de bâtiment réacteur pour étudier les enceintes à double paroi.

EDF et RTE, sous le contrôle de la CRE et en application des dispositions du troisième Paquet Énergie, ont convenu de faire évoluer les modes de contractualisation d'études et d'essais effectués par la R&D d'EDF pour le compte de RTE. Cette évolution a conduit la R&D d'EDF à racheter en décembre 2013 les laboratoires propriété de RTE sur le site des Renardières.

La R&D renforce également sa capacité à industrialiser et valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe. Elle a pour objectif de parvenir à intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe. La démarche s'articule autour de deux actions :

- mieux valoriser l'innovation interne et accélérer le *time to business* par des actions en collaboration avec les métiers visant à accélérer et favoriser la phase d'industrialisation. Ainsi, une équipe dédiée aide à protéger et valoriser la propriété intellectuelle et le potentiel d'expertise de la R&D d'EDF et à accélérer le transfert et l'industrialisation des innovations ;
- développer une ouverture sur l'innovation externe et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes.

EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-ups* spécialisées dans les « *cleantech* » lancé en mai 2012 avec le soutien d'Allianz et en partenariat avec Idinvest Partners et rejoint par la Caisse des Dépôts. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone. Electranova Capital a réalisé en 2012 ses deux premiers investissements dans la société Actility, société française spécialisée dans les « réseaux intelligents » ou *smart grids*, et dans la société norvégienne Seatower, qui a développé une solution de fondations gravitaires novatrices pour l'éolien en mer. En 2013, Electranova a réalisé deux nouveaux investissements dans la société Forsee dans le domaine des batteries et dans la société Enlighted dans le domaine de l'optimisation énergétique des bâtiments.

11.2 Les priorités de la R&D

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

L'ambition de la R&D d'EDF dans le contexte en profonde évolution de l'énergie se décline selon trois axes majeurs : consolider et développer un bouquet énergétique décarboné, favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone et adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux.

La R&D mène également des travaux de recherche sur les technologies de l'information en appui de ces trois axes. L'objectif des travaux dans ce domaine est double :

- améliorer la performance des métiers par les technologies de simulation avancée ;
- faire émerger de nouvelles opportunités pour les métiers à partir d'usages innovants des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

11.2.1 Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné

Dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables et examiner la faisabilité industrielle du captage et du stockage du carbone.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. En 2013, la R&D a par exemple travaillé au développement de solutions préventives de surveillance des matériels du parc nucléaire et à l'examen non destructif de composants du parc nucléaire. Les actions dans le domaine nucléaire traitent également les questions liées au cycle du combustible et conduisent à évaluer la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de quatrième génération et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – « SMR »). Enfin, les actions de la R&D contribuent à la connaissance et la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. La R&D étudie ainsi les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires. Les travaux de la R&D fournissent ainsi des éléments de compréhension sur les risques et conséquences possibles pour le parc de production (disponibilité de la source froide, capacités de modulation, optimisation de placement).

Les questions posées sur les thèmes évoqués ci-dessus nécessitent une bonne compréhension des phénomènes mis en jeu. Pour soutenir ces programmes, la R&D développe donc des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Les événements de Fukushima en 2011 ont conduit à intensifier la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie, mais aussi à s'intéresser à de nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire. La R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif créée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP (*Sustainable Nuclear Energy Technology Platform*). L'association regroupe 80 membres de 20 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté... EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres ou avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, « *Design* génération III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation de pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs. NUGENIA a, en 2013, diffusé sa « feuille de route » qui affiche les principaux enjeux et priorités pour la R&D nucléaire en Europe et a également mis en place un portail *open innovation* devant permettre l'émergence et le montage de nouveaux projets. Enfin, le projet Nugenia + a été accepté dans le cadre du *Framework Program 7* de la Commission européenne pour le lancement et la coordination de projets de recherche.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle commande nucléaire numérique, dans le cadre des projets d'« Investissements d'avenir » de l'État français¹. Ce projet regroupe des partenaires industriels et académiques de la filière nucléaire française autour d'un programme de recherche ambitieux destiné à préparer les futures méthodes de conception, de qualification ou de rénovation des installations d'instrumentation et de contrôle par commande numérique des centrales. Cette initiative répond également à un enjeu d'harmonisation des solutions industrielles au sein de la filière.

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen, et EDF, acteur déjà important, souhaite accroître encore ses positions dans ce domaine.

Dans les énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie...

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergie renouvelables du groupe EDF, dans le but :

- de réduire les risques des investissements : la R&D d'EDF apporte par exemple son expertise dans les projets éolien *off-shore* du groupe EDF, notamment pour l'expertise du *design* du système de turbine et de fondation de l'éolienne, pour la certification des turbines, pour les méthodes d'évaluation du productible. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *off-shore* flottant et en appuyant EDF EN dans le développement du projet Provence Grand Large ;
- d'améliorer la performance opérationnelle : la R&D a par exemple développé un outil de pronostic de la durée de vie résiduelle d'une pièce critique des éoliennes, le multiplicateur. Cet outil de pronostic permet d'optimiser les opérations de maintenance (programmation des périodes de maintenance en période non ventée) ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique, et d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions permettant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes : stockage, *super grids*, *smart grids*, pilotage de la demande, etc.

La troisième priorité est celle du captage, du stockage du carbone et de la limitation des émissions de CO₂ des centrales thermiques (voir section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme (« THF ») »)). La question du coût, de l'impact sur le rendement de l'installation et des échéances de mise en œuvre de tels procédés est majeure.

Pour les centrales existantes, le captage du CO₂ par traitement des fumées semble aujourd'hui la solution la plus adaptée. Les travaux de la R&D visent à donner une vision claire de la maturité technique et économique des filières pour éclairer le développement futur des centrales thermiques du groupe (charbon et gaz). Avec le soutien de l'ADEME et de ses partenaires, EDF a construit un démonstrateur de recherche de captage de CO₂ sur la centrale de production d'électricité au charbon EDF du Havre. La technologie, testée sur le CO₂ présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, est celle du « captage postcombustion aux amines ». Ce démonstrateur de recherche, inauguré le 11 octobre 2013, a pour objectif de vérifier les performances de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation. Ce démonstrateur constitue une étape indispensable pour le développement de solutions industrielles plus performantes. La R&D d'EDF instruit également de nouvelles pistes pour préparer l'émergence d'une seconde génération de technologies de captage et stockage du CO₂, à plus faible pénalité énergétique.

1. Les « Investissements d'avenir » sont un emprunt lancé par l'État français pour financer des actions de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France.

11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent aux clients d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs du Groupe EDF sont multiples :

- l'évolution des trajectoires tarifaires et des prix ;
- la maîtrise de la demande en énergie : *Green deal* au Royaume-Uni, certificats d'économie d'énergie en France, les fournisseurs doivent assumer leurs obligations qui vont croissantes ;
- le développement des technologies « smart » : l'arrivée des compteurs communicants matérialisera, pour le grand public, l'accès à de nouveaux services permis par les nouvelles technologies *smart* (pilotage, offres plus adaptées, etc.) ;
- l'évolution de la relation client, qui va devenir de plus en plus numérique, et avec des attentes clients certainement modifiées et plus exigeantes. Cette modernisation de la relation ne doit cependant pas occulter la montée parallèle de la précarité énergétique impactant des clients qui nécessitent un traitement adapté de la part de l'entreprise ;
- la montée en puissance du local : Les collectivités territoriales, déjà actives sur les champs de l'aménagement urbain et de la distribution publique de l'énergie, souhaitent de plus en plus prendre en main leur destin énergétique. La notion de territoires durables, mêlant les dimensions d'aménagement (éco-quartiers) et de mobilité (véhicule électrique), devient structurante des politiques locales. Au croisement du développement des technologies *smart* et de la montée en puissance des territoires, de nouveaux champs de services sont à explorer.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D d'EDF organise son action autour de plusieurs axes prioritaires :

- développer les méthodes et modèles de courbes de charges permettant une meilleure connaissance de la demande et de nouvelles approches tarifaires et de prix incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique (optimisation amont/aval et intermittence des énergies renouvelables) ;
- innover pour développer les nouveaux usages de l'électricité (pompes à chaleur bâtiment et industrie, mobilité électrique) afin de dynamiser à terme la demande future en électricité ;
- proposer des solutions énergétiques efficaces pour tous les segments de clients, compatibles avec les nouveaux cadres réglementaires ;
- développer des méthodes et outils permettant la modernisation de la relation client grâce aux nouvelles technologies de l'information et au traitement des données associées, expérimenter les *smart grids* aval compteur en lien avec le développement de *Linky* et préparer le développement des services et des équipements *Linky ready* dans les bâtiments ;
- développer les briques techniques d'une offre de services pour la ville et les territoires durables.

Ainsi, des travaux sur de nouveaux usages pour l'électricité, comme ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur et sur des bâtiments plus économes ont été réalisés. La R&D a mis au point un prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température, permettant la récupération de chaleur fatale sur les *process* des clients. Le déploiement de cette technologie dans une offre de service au client est actuellement en cours.

Des innovations permettant à terme de baisser les coûts des pompes à chaleur bâtiment ont également été développées. Enfin, des innovations sur la gestion d'énergie intelligente des usages thermiques de l'électricité ont été réalisées, notamment sur les pompes à chaleur résidentielles et sur la modernisation des ballons à accumulation pour les rendre compatibles avec des modes de pilotage innovants comme les heures creuses solaires.

Ces travaux sont notamment mis en œuvre sur le terrain au travers de démonstrateurs *smart grid*, comme *Nice grid* ou *Smart Electric* Lyon, dans lesquels la R&D examine de nouveaux modèles autour de l'agrégation de différents types de demande flexible (effacement, déplacement de consommation, autoconsommation, énergies renouvelables, planification et gestion énergétique à des mailles locales). La R&D a également lancé un projet d'expérimentation des effacements industriels basés sur du télépilotage des *process*.

Concernant la relation client, afin de permettre aux clients résidentiels de connaître l'état d'avancement de leur consommation électrique entre deux factures, EDF a conçu et développé une gamme prototype de service compatible avec le compteur intelligent, comme un module pour *smartphone* et ordinateur qui permet au client d'estimer sa facture en prenant en compte ses caractéristiques ainsi que la saisonnalité de sa consommation électrique et son historique de consommation. La R&D d'EDF travaille également sur des actions de recherche pour lutter contre la précarité énergétique, par exemple en concevant des offres et des outils de relation client adaptés.

Dans les territoires durables, afin de répondre aux besoins des villes qui souhaitent optimiser à la maille locale les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables » la R&D développe les outils d'ingénierie de la ville pour les commerciaux d'EDF en France, à l'instar de l'étude réalisée pour la métropole de Nice. La R&D s'investit également dans un partenariat avec la ville de Singapour pour développer un projet d'aide à la décision pour la planification des villes. Un contrat de développement sur la Ville du Futur a ainsi été signé en juin 2013 entre EDF et le Housing Development Board de Singapour, le principal constructeur de logement de la ville, pour développer un outil informatique innovant de modélisation urbaine. À travers cet outil, la collaboration avec les autorités de Singapour couvre les domaines suivants : l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs systèmes d'air conditionné, ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre également la possibilité de traiter des questions relatives à l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments, de la végétalisation des toits et du recyclage local de l'eau. Ces modélisations sont couplées à des outils innovants de visualisation en trois dimensions, au niveau des bâtiments et du quartier, des impacts des choix de planification, par exemple sur les émissions de gaz à effet de serre. L'expérience de Singapour doit servir de vitrine au projet.

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage sur batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou la réduction de leurs coûts. La R&D étudie également les applications stationnaires de ces technologies de batterie (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.).

Plus généralement, les objectifs des activités de la R&D dans le domaine des véhicules électriques (« VE ») et des véhicules hybrides rechargeables (« VHR ») sont les suivants :

- appuyer le développement de ce nouvel usage (suivi des premières expérimentations, normalisation, innovations susceptibles de lever les barrières du marché (charge sans fil)) ;
- maîtriser l'intégration au système électrique (recharge intelligente, dimensionnement et localisation des bornes de recharges) ;
- développer les outils de service de mobilité (plateforme de supervision de flottes, logiciels pour l'exploitation de bornes de recharges, outils pour le conseil en mobilité des collectivités locales).

11.2.3 Adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux

La transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe implique de relever de nouveaux défis : comment gérer au mieux l'intermittence des sources de production issue d'énergies renouvelables, comment intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant les moyens de production et les besoins en réseaux, comment développer des systèmes de gestion de l'énergie à la maille locale et à plus grande échelle, jusqu'ou développer les infrastructures réseaux et comment optimiser des flux d'électricité en Europe ; plus globalement, comment optimiser, dans le respect de l'intérêt général et de la compétitivité de l'électricité, l'équilibre économique du système électrique (investissements de production, investissements sur les réseaux et coûts et bénéfices des solutions de l'efficacité énergétique et environnementale), sans hausse significative ni des factures ni de la complexité pour le client et ce, tout en maintenant la qualité et la fiabilité du système électrique.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aussi liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les dépenses.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D s'est fixée plusieurs priorités. En premier lieu, pour anticiper l'arrivée de nouvelles technologies et l'évolution du paysage énergétique, elle établit des *scenarii* prospectifs, modélise et optimise l'économie de l'énergie (environnement macroéconomique mondial et politiques énergétiques, environnement concurrentiel et réglementaire). Pour anticiper les conséquences du développement des nouveaux moyens de production ou nouveaux usages, elle développe des modèles du système énergétique qui permettent notamment de mieux piloter l'équilibre entre offre et demande. Pour évaluer de manière objective les coûts et les bénéfices des différentes options, elle met en œuvre et propose des méthodes d'analyse harmonisées aux différentes parties prenantes.

La seconde priorité est d'améliorer la performance des réseaux électriques. Les travaux menés par la R&D dans ce domaine visent à :

- améliorer la gestion des actifs réseaux en France et à l'international en travaillant sur la durée de vie des matériels et la disponibilité du réseau ;
- accroître l'automatisation des réseaux de distribution pour optimiser la qualité de fourniture et réduire les coûts d'exploitation.

La troisième priorité est de préparer la mutation du système électrique vers les *smart grids* notamment au travers des objectifs suivants :

- appuyer le développement du projet Linky et anticiper les nouvelles architectures de comptage intelligent et les services associés ;

- préparer et contribuer aux expérimentations *smart grids* ;
- insérer les productions intermittentes et décentralisées dans les réseaux, valoriser de nouveaux services système et préparer les équilibres de demain à la maille locale.

La R&D d'EDF participe ainsi au développement de nouvelles fonctionnalités dans la conduite et l'exploitation du réseau et de nouvelles solutions dans l'environnement de nouveaux compteurs communicants, comme le projet Linky d'ERDF. La R&D a par exemple développé et expérimenté une nouvelle fonctionnalité de pilotage du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Ce mode de pilotage innovant permet, à partir d'une estimation de l'état du réseau, de maintenir la tension sur le réseau HTA dans sa plage contractuelle même en présence de moyens de production décentralisés.

La R&D expérimente également des systèmes de pilotage des usages électriques basés sur l'infrastructure Linky. Ces expérimentations permettent notamment de montrer la faisabilité de l'effacement de charges, comme le chauffage électrique, pour réduire les pointes de consommation.

Elle développe des outils pour améliorer la prévision des pertes sur le réseau et pour développer les prévisions de bilan énergétiques à la maille locale (poste source).

Elle apporte son expertise sur l'ensemble du champ du projet Linky notamment pour la rédaction des spécifications et la qualification des matériels.

Enfin, les travaux de la R&D portent également sur les systèmes électriques et les *super grids*, grands réseaux à courant continu qui pourraient émerger avec l'insertion des énergies renouvelables qui modifient les fondamentaux technico-économiques des systèmes électriques.

Afin de préparer les solutions à ces nouveaux défis, un certain nombre de démonstrateurs électriques intelligents sont en développement en France et en Europe, dans une démarche coopérative. La R&D y est largement associée (*NiceGrid*, *Smart Electric* Lyon, Millener, Premio, Ventea, Une Bretagne d'avance, etc.), avec pour objet d'éclairer les questionnements propres à la transition du système électrique, en tirant des enseignements techniques, économiques, mais également sociétaux, environnementaux, ainsi qu'autour des modèles d'affaires et de la régulation. EDF a également inauguré en septembre 2013 le projet *Concept grid*, laboratoire de recherche sur les *smart grids* sur le site des Renardières. Ces projets sont aussi l'occasion de réfléchir et d'innover avec les filières électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour mieux adapter les équipements aux besoins de flexibilité du système électrique de demain. C'est ainsi que de nombreuses expérimentations explorent tous les potentiels du comptage communicant, première brique des systèmes électriques intelligents.

11.3 L'international et les partenariats

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D d'EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes. La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes aux niveaux tant national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années 14 laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par les agences nationales comme l'Agence nationale de la recherche, l'ADEME ou le Fonds unique interministériel *via* les pôles de

compétitivité. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quatre chaires d'enseignement et de recherche ciblées, notamment au travers de la Fondation EDF.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite CEA, EDF et AREVA venant à terme fin 2012 a été prolongé en 2013. Les discussions sur les suites de l'accord ont été finalisées fin 2013. Un nouvel accord fondé sur la mise en œuvre d'un Institut tripartite sur la R&D nucléaire devrait être mis en place début 2014.

Ce nouvel accord vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires (CEA, EDF et AREVA) et devrait se traduire pratiquement par :

- la mise en place d'une équipe programme tripartite (« EPT »), en charge de la supervision/coordination des programmes ;
- la déclinaison de ces programmes en projets suivis par l'EPT ;
- la mise en œuvre de ces programmes dans le cadre des laboratoires communs existant.

En parallèle, l'accord tripartite sur la R&D entre CEA, IRSN et EDF venant à terme en 2012 et prolongé sur 2013 est en cours de discussion, avec l'objectif de mise en œuvre en 2014 d'un accord quadripartite CEA IRSN EDF AREVA et d'une coordination accrue avec la démarche « Institut ».

La R&D a également présenté des candidatures aux projets d'instituts d'excellence dans les énergies décarbonées (« IEED »), renommé Institut de la Transition Énergétique (« ITE »), dans le cadre des Investissements d'avenir. En mars 2012, le gouvernement français a annoncé les lauréats de cet appel à projets. EDF est impliqué dans plusieurs d'entre eux :

- L'Institut photovoltaïque Île-de-France (« IPVF ») : cet institut, dont EDF est un des membres fondateurs, vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché. L'institut regroupera à terme 180 chercheurs issus des différents partenaires autour d'équipements de pointe qui seront localisés à Saclay ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
- Paris-Saclay Efficacité Énergétique (PS2E) sur l'efficacité énergétique des procédés industriels et la maîtrise d'énergie dans les zones d'activité industrielle ;
- SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ;
- Vedecom sur la mobilité électrique ;
- Efficacity sur l'efficacité énergétique et la ville durable ; et
- INEF 4 dans le domaine de la réhabilitation des bâtiments et la construction durable.

En octobre 2013, les conventions avec l'ANR ont été signées pour les instituts IPVF, PS2E, Efficacity et INEF 4.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle commande nucléaire numérique, dans le cadre des Investissements d'avenir (voir section 11.2.1 « Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné »). En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets européens et a établi des liens avec le *Joint Research Center*, centre de recherche dans le domaine de l'énergie et des transports au service de l'Union européenne, avec pour objectif d'engager des collaborations dans le domaine des technologies bas carbone et en particulier dans le domaine du stockage électrique. Grâce aux collaborations avec l'*Energy Technology Institute*, l'*Engineering and Physical Sciences Research Council* et différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale britannique.

Depuis 2010, l'activité de recherche s'est renforcée à l'international autour de plusieurs centres : en Pologne, au Royaume-Uni, en Chine et en Italie.

Le centre britannique consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il est particulièrement impliqué sur les énergies éoliennes en mer et le nucléaire au Royaume-Uni. En 2012, ce centre de recherche a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy. Ce nouveau statut permet d'accroître la visibilité d'EDF et la capacité de recherche en Grande-Bretagne, en lien avec la stratégie de développement du Groupe.

L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions de thermique charbon et de la co-combustion biomasse. Le centre R&D de Cracovie mène par exemple des tests en laboratoire de différents types de mélange biomasse et charbon pour définir le ratio optimal biomasse/charbon en termes de qualité, sécurité, faisabilité du *process* et performance.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, les villes durables, et certaines technologies d'énergies renouvelables. Ce centre est aussi un appui pour faciliter la mise en œuvre du partenariat sur le nucléaire en Chine. La création du centre s'accompagne d'un développement accentué des partenariats académiques et industriels en Chine. EDF a par exemple signé un programme de recherche commun en Chine sur le solaire thermodynamique. La coopération engagée avec l'*Institute of Electrical Engineering* de l'Académie des sciences chinoise porte essentiellement sur des travaux de recherche et d'innovation effectués sur une plateforme d'expérimentation dédiée aux technologies solaires thermodynamiques située à Badaling. Un des enjeux pour EDF est de faire évoluer ses moyens de modélisation en utilisant les mesures réalisées lors des expérimentations réalisées sur cette plateforme.

L'équipe de R&D d'Edison en Italie a notamment pour mission de piloter l'ensemble des programmes de recherche sur le gaz pour le groupe EDF.

Aux États-Unis, le secteur R&D et innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. Ce secteur compte environ 1,3 million de chercheurs. Outre un partenariat avec le MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) aux États Unis, EDF dispose depuis plusieurs années d'une équipe de R&D et Innovation installée dans les locaux de l'*Electric Power Research Institute* (« EPRI »). Ses objectifs sont d'optimiser la collaboration entre EDF et l'EPRI dans de multiples domaines tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique et le captage et le stockage du carbone, de mettre en place des collaborations entre le groupe EDF et des organismes de recherche américains (universités, laboratoires nationaux, industrie, etc.) sélectionnés pour leur savoir-faire ou leurs équipements, et enfin d'évaluer les opportunités de nouveaux modèles d'activité pour EDF aux États-Unis.

Par ailleurs, afin de préparer l'avenir, la R&D participe à deux *Knowledge and Innovation Communities* (« KIC »). Les domaines de prédilection de la première, dite « KIC Climat », sont le changement climatique, les villes intelligentes, le *management* de l'eau et une production zéro carbone. Ceux de la seconde, dite « KIC InnoEnergy », portent sur les réseaux intelligents et le stockage, les biocarburants, les énergies renouvelables, le captage et le stockage du CO₂ et le nucléaire.

1. L'Electric Power Research Institute est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité aux États-Unis. Cet organisme à but non lucratif fournit des technologies et des analyses économiques et développe des stratégies pour ses membres contributeurs, lesquels représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis.

2. Les KIC sont des initiatives européennes visant à mettre en place des formations universitaires européennes et des projets de recherche/innovation répondant aux besoins du marché tant en compétences qu'en innovation par le dépôt de brevets et la création de start-ups.

11.4 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels déposés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2013, le portefeuille d'EDF comprend 497 innovations brevetées et protégées par 1 608 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2013, EDF a déposé 54 demandes de brevets (53 en 2012).

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 80 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaines internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2013 compte environ 425 dénominations, protégées par plus de 1 350 titres.



Crédit photo © EDF – Sophie Brandstrom

12 Informations sur les tendances

12.1 Événements postérieurs à la clôture

Ce chapitre présente les événements significatifs intervenus entre le 12 février 2014, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, et la date de dépôt du présent Document de référence (voir note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Signature de l'accord entre EDF et Veolia Environnement au sujet de Dalkia

EDF et Veolia Environnement ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 au sujet de leur filiale commune Dalkia, acteur mondial majeur dans le domaine des services énergétiques. L'accord signé, au terme des processus de consultation des instances représentatives du personnel et après accord des conseils d'administration des deux groupes, s'inscrit dans le respect des principes annoncés le 28 octobre 2013. Cette opération se traduira par la reprise par EDF de l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France, tandis que les activités de Dalkia International seront reprises par Veolia Environnement. La réalisation de l'opération reste subordonnée à l'autorisation des autorités de concurrence compétentes.

Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG

Le 1^{er} avril 2014, après obtention de l'approbation de la Nuclear Regulatory Commission (l'autorité de sûreté nucléaire américaine), EDF a finalisé la transaction prévue par l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par

CENG (répartis sur trois sites aux Etats-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Comme prévu par l'accord, EDF a reçu le paiement d'un dividende exceptionnel par CENG d'un montant de 400 millions de dollars américains (≈ 300 millions d'euros), dont le versement a été financé par Exelon. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à sa juste valeur – et exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette transaction, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF.

Prolongation d'une série d'accords avec les partenaires industriels chinois

En mars 2014, à l'occasion de la visite en France du Président de la République populaire de Chine, EDF a signé une série d'accords avec ses partenaires chinois.

Dans le domaine du nucléaire, EDF a renforcé ses accords avec ses partenaires : avec CGN sur leur « accord de partenariat global » (GPA) ; avec CNNC sur le renforcement de leur coopération, notamment en matière d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance.

EDF et Datang ont signé un accord de joint venture pour un projet de centrale thermique en Chine.

12.2 Évolution des prix de marché en janvier et février 2014

Le prix du baril de *brent* est en légère baisse par rapport aux mois de janvier et février 2013 (107,9 \$/bbl en moyenne, soit une baisse de 6,2 \$/bbl). Les tensions géopolitiques, notamment en Iran et en Libye, influent modérément sur les prix. Les cours ont évolué au gré des publications de statistiques économiques.

Les prix du gaz sur le marché français PEG Nord se sont établis à 25,2 €/MWh en moyenne sur janvier et février 2014, en baisse de 2 €/MWh par rapport à la période comparable l'an dernier. Cela s'explique notamment par des températures très clémentes sur la période janvier-février 2014, entre 1 °C et 2 °C au-dessus des normales de saison. Dans ces conditions, les stockages et les importations par gazoducs ont été amplement suffisants pour satisfaire la demande.

Les prix du CO₂ sont en hausse par rapport à l'an dernier (5,8 €/t contre 5 €/t à la même époque). Cette hausse s'explique par la décision du Conseil des ministres de l'Union européenne d'accélérer la mise en œuvre du plan de report des quotas, 400 Mt étant retirées du marché en 2014 pour être

proposées plus tard, ce qui contribue à soutenir les cours sur les échéances proches.

Les prix du charbon livré en Europe sont en forte baisse par rapport à l'an dernier. Ils s'établissent en moyenne à 83,4 \$/t, en baisse de 16,4 % par rapport à début 2013. L'abondance de charbon colombien et américain disponible à l'export ainsi que des prévisions de demande en baisse dans les pays émergents comme l'Inde ont fortement détendu les cours mondiaux.

Les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité en janvier et février 2014 se sont élevés, en moyenne et en base, à 38,9 €/MWh (- 13,6 €/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2013), à 31,5 €/MWh en Allemagne (- 12,4 €/MWh) et à 55,6 €/MWh en Angleterre (- 3,2 €/MWh). Ce recul s'explique notamment par les conditions climatiques très clémentes pendant le début de l'année 2014, qui ont entraîné une forte diminution de la demande électrique pour les besoins de chauffage par rapport à l'an dernier. En Angleterre, le prix de l'électricité a suivi le prix du gaz, en légère baisse.



Crédit photo © EDF – Frederick Jacob

13 Perspectives financières

L'année 2013 a été une année à grands enjeux pour EDF avec le succès d'un certain nombre d'opérations structurantes pour l'avenir du Groupe. Ces opérations ont concerné l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés, la clarification de l'équation tarifaire en France, le succès du plan d'économies Spark et enfin l'accord sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif au projet d'Hinkley Point C (« HPC ») au Royaume-Uni.

Par ailleurs, les discussions initiées en octobre 2013 avec Veolia Environnement concernant l'acquisition de l'intégralité des actifs et activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum et ses filiales) se sont concrétisées par un accord signé le 25 mars 2014. Celui-ci permettra au groupe EDF de développer significativement sa présence dans le domaine des services énergétiques aux collectivités territoriales en particulier et offrira également un potentiel de synergies important du fait de la complémentarité des métiers et expertises du groupe EDF et de Dalkia (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)).

En 2014, plusieurs priorités doivent encore être traitées. Elles concernent d'une part les tarifs de distribution (TURPE 4) avec la volonté d'améliorer la visibilité sur le modèle de régulation. Le Groupe souligne à ce titre que le gouvernement, dans un courrier adressé le 12 novembre dernier au Président de la CRE, a exprimé sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination des tarifs de distribution. D'autre part, le gouvernement a annoncé la publication d'un décret formule sur l'évolution du prix de l'ARENH d'ici la fin du premier trimestre 2014. À la date de publication du présent document de référence, le décret n'est pas publié.

Dans ce contexte, le Groupe s'est fixé les objectifs financiers suivants pour 2014 :

- objectif de croissance organique¹ de l'EBITDA hors Edison d'au moins 3 % ;
- Edison : perspectives d'EBITDA récurrent de 1 milliard d'euros avant effet des renégociations des contrats d'approvisionnement en gaz ;
- un taux de distribution de dividende compris entre 55 % et 65 % du résultat net courant² ;
- un ratio d'endettement financier net/EBITDA compris entre 2 x et 2,5 x.

Sur le plan opérationnel, en France, EDF entend, pour 2014, intensifier le plan d'action initié en 2013 visant à une meilleure maîtrise des durées d'arrêt. Ainsi, avec un volume d'arrêts programmés équivalent à celui de 2013, le Groupe vise une production nucléaire comprise entre 410 et 415 TWh en 2014. Par ailleurs, au Royaume-Uni, le Groupe souhaite réitérer la performance nucléaire opérationnelle de 2013.

Pour 2014, le Groupe prévoit d'investir entre 13 et 13,5 milliards d'euros. Cela concerne essentiellement le parc de production en France avec le programme de maintenance industrielle en vue de soutenir, dans la durée, la performance de ce parc et également les investissements de maintien et renouvellement dans la distribution. Les autres composantes de ce programme sont les investissements réservés au développement de nouvelles capacités de production qui seront génératrices d'EBITDA et de *cash-flow* opérationnel à leur mise en service (voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement »)).

Vision 2014-2018

Sur la période 2014-2018, le Groupe livrera de grands projets industriels, dont certains sont déjà bien avancés, comme le terminal méthanier de Dunkerque prévu pour 2015 ou l'EPR de Flamanville 3 pour 2016. Le Groupe prévoit également de poursuivre ses investissements dans les réseaux de distribution en France, ainsi que dans les énergies renouvelables conformément à sa stratégie d'électricien intégré.

Parallèlement, le Groupe continue d'améliorer la maîtrise et le renforcement du contrôle des coûts. EDF avait ainsi lancé en 2011 un programme de Synergies et Transformation Groupe (« STG ») axé sur des leviers d'amélioration de la performance tels les achats ou encore le développement de synergies au sein du Groupe avec un objectif de gains de plus de 2,5 milliards d'euros en 2015 par rapport à 2010. Ces efforts se sont poursuivis au travers du programme Spark lancé en 2013 et ayant abouti à 1,3 milliard d'euros d'économies dès 2013, largement au-dessus de

l'objectif fixé. À l'avenir, le Groupe entend pérenniser l'efficacité et les bonnes pratiques engagées depuis trois ans. Il prévoit notamment la mise en place d'un nouveau programme de contrôle de gestion opérationnel permettant de renforcer les méthodes et processus de suivi et d'optimisation des coûts.

Ainsi, le Groupe prévoit désormais un pic d'investissements nets en 2015 de 14 milliards d'euros. À mesure des mises en service, en particulier celles du terminal de Dunkerque et de l'EPR de Flamanville, les investissements devraient retrouver en 2018 un niveau comparable à celui de 2013 d'environ 12 milliards d'euros.

Compte tenu de la mise en œuvre de ces plans d'actions et perspectives d'investissements évoqués précédemment, le Groupe prévoit d'atteindre un *cash-flow* après dividendes hors Linky positif en 2018.

1. À périmètre et change comparables.

2. Résultat net courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres.

Ces objectifs sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables. Elles sont toutefois susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 4 (« Facteurs de risques ») du présent document de référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs.

Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 (« Stratégie ») du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs, et les informations prospectives figurant au présent chapitre ne sauraient être utilisées pour établir des prévisions de résultat.



14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

14.1	Conseil d'administration	226
14.1.1	Composition du Conseil d'administration	226
14.1.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration	232
14.2	Comité exécutif	234
14.2.1	Composition du Comité exécutif	234
14.2.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif	235
14.3	Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale	236
14.3.1	Absence de liens familiaux	236
14.3.2	Absence de condamnation	236
14.3.3	Conflits d'intérêts	236

14.1 Conseil d'administration

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres, dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur

proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Le Conseil d'administration comprend ainsi six administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, six administrateurs représentant l'État et six administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 1^{er} janvier 2013 et jusqu'à la date du dépôt du présent document de référence, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M. Bruno LÉCHEVIN	Administrateur représentant l'État	Décret du 6 mai 2013	M. François LOOS
M. Olivier APPERT	Administrateur représentant l'État	Décret du 17 juin 2013	M. Yannick D'ESCATHA
M. Denis MORIN	Administrateur représentant l'État	Décret du 14 décembre 2013	M. Julien DUBERTRET
M ^{me} Sidonie DELALANDE	Administratrice élue par les salariés	1 ^{er} février 2014	M. Philippe MAÏSSA

Le tableau ci-après indique au 31 mars 2014 les noms des membres du Conseil, dates de naissance, fonctions principales exercées au sein ou en dehors de la Société ainsi que les mandats arrivés à terme qu'ils ont exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années.

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Henri PROGLIO Né le 29 juin 1949 Président-Directeur Général depuis le 25 novembre 2009 Administrateur depuis le 23 novembre 2004 ⁽¹⁾ Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Président du Comité de la stratégie	Président du Conseil d'administration d'Edison Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings Président du Conseil d'administration de la Fondation EDF Administrateur d'EDF Énergies Nouvelles Administrateur d'EDF International (SAS) Administrateur de South Stream Transport BV Administrateur de Fomento di Construcciones y Contratas Administrateur de Natixis Administrateur de Dassault Aviation Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric Vice-président du Comité stratégique de l'énergie nucléaire Membre du Comité de l'énergie atomique Membre du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire Membre du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale	Président du Conseil d'administration de l'association Electra Président du Conseil d'administration de Transalpina di Energia Président du Conseil d'administration d'EDF Energy UK Administrateur d'EDF International (SA) Président du Conseil d'administration de Veolia Transport Président du Conseil d'administration de Veolia Propreté Président du Conseil d'administration de Veolia Environnement Président-Directeur Général de Veolia Environnement Président du Conseil de surveillance d'Eolfi Président du Conseil de surveillance de Dalkia France Président du Conseil d'administration de Veolia Water Administrateur de CNP Assurances Administrateur de South Stream Transport AG Administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain Membre du Conseil de surveillance de Veolia Eau Administrateur de Veolia Environnement Administrateur de Veolia Propreté Administrateur de Veolia Environnement North America Operations Administrateur de la Société des Eaux de Marseille Administrateur de Veolia Environmental Services UK Administrateur de Veolia Transport Northern Europe Gérant de Veolia Eau Administrateur de Veolia Transport Australasia Administrateur de Veolia Environmental Services Australia Administrateur Veolia Environmental Services North America Membre des Conseils de surveillance A et B de Dalkia Administrateur de Dalkia International Administrateur de Siram Administrateur de SARP Industries Membre du Conseil de surveillance de Lagardère Membre du Conseil de surveillance de Natixis Censeur du Conseil de surveillance de la Caisse Nationale des Caisses d'Épargne Administrateur de Casino Guichard Perrachon

(1) Henri Proglgio était administrateur de l'Établissement public industriel et commercial (« EPIC ») EDF depuis le 14 septembre 2004.

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Philippe CROUZET Né le 18 octobre 1956</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Président du Comité de suivi des engagements nucléaires</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président du Directoire de Vallourec</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Président de Vallourec Tubes (anciennement Vallourec & Mannesmann Tubes) Administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique et du Théâtre de la Ville (Paris)</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de Vallourec Tubos do Brasil SA (anciennement V & M do Brasil)</p>	<p>Président et membre du Conseil de surveillance de V & M Administrateur de VMOG Administrateur de Finalourec Membre du Conseil de surveillance de Vallourec Président de Saint-Gobain Distribution Bâtiment Président du Conseil de surveillance de Point P Président du Conseil de surveillance de Lapeyre Président de Aquamondo Président de Partidis Président de Projeo Président de Saint-Gobain Distribution Président de Saint-Gobain Distribution Nordic Président du Conseil d'administration de Dahl International Membre du Conseil de surveillance de Raab Karcher Baustoffe Administrateur de Saint-Gobain Cristaleria Administrateur de Norandex Distribution Administrateur de Saint-Gobain Building Distribution Administrateur de Jewson Administrateur de Meyer Overseas Investment</p>
<p>Mireille FAUGÈRE Née le 12 août 1956</p> <p>Administratrice depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Présidente du Comité d'éthique</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Administratrice professionnelle</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administratrice d'Essilor International Administratrice de la Fondation L'Oréal Présidente de l'association HEC Alumni Vice-présidente de la fondation HEC</p>	<p>Directrice Générale de l'Assistance publique – Hôpitaux de Paris Vice-présidente du Bureau de l'Association HEC Présidente de SNCF-Voyages Développement Présidente de Voyages-SNCF.com Directrice Générale de SNCF Voyages Administratrice de SNCF Participations</p>
<p>Michael JAY Né le 19 juin 1946</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Membre indépendant de la Chambre des Lords du Royaume-Uni</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administrateur de Valeo</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de Thomson Reuters Founders Share Company Administrateur de Candover Investments Administrateur d'Associated British Foods</p>	<p>Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords Membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne de la Chambre des Lords Président de Merlin (ONG médicale internationale) Administrateur de Crédit Agricole SA</p>
<p>Bruno LAFONT Né le 8 juin 1956</p> <p>Administrateur depuis le 20 mai 2008</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Président du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général de Lafarge</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Président de la Commission développement durable du MEDEF</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur d'ArcelorMittal Administrateur de Lafarge Shui on Cement Président du groupe « énergie et climat » de l'European Round Table Membre du Comité exécutif du Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (« WBCSD »)</p>	<p>Président de l'association Française Entreprises pour l'Environnement (EPE) Membre de HEC Advisory Board</p>

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Pierre MARIANI Né le 6 avril 1956</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Président du Comité d'audit</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : <i>Managing Director et Chief Executive Officer</i> de la société de conseil « Pierre Mariani Consulting »</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administrateur de l'Établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur du Fonds hellénique de stabilité financière (« FHSF ») Administrateur de la société INVEREWE Holding Administrateur de la société INVEREWE CAPITAL LONDON LTD</p>	<p>Président du Conseil d'administration de Dexia Asset Management Administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia Président du Conseil d'administration de DenizBank Administrateur de Dexia Crédit Local Administrateur de Dexia Banque Internationale à Luxembourg Administrateur de Dexia Banque Belgique</p>

Administrateurs représentant l'État

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Olivier APPERT Né le 19 avril 1949</p> <p>Administrateur depuis le 17 juin 2013</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit et du Comité du suivi des engagements nucléaires</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Président du Conseil Français de l'Énergie Membre de l'Académie des technologies Administrateur de Technip Administrateur de CGG</p>	<p>Administrateur de Storengy Administrateur de l'Institut de physique du globe de Paris (« IPGP »)</p>
<p>David AZÉMA Né le 22 novembre 1960</p> <p>Administrateur depuis le 9 novembre 2012</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Commissaire aux participations de l'État, rattaché au Ministre de l'Économie et des finances et au Ministre du Redressement productif</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administrateur de Thales Administrateur de Bpifrance Administrateur de Bpifrance Participations (ex-Fonds stratégique d'investissement) Administrateur de Bpifrance Investissement Administrateur de Renault Membre du Comité scientifique de La Fabrique de la Cité</p>	<p>Président-Directeur Général de Keolis Président-Directeur Général de SNCF Participations Président du Directoire du groupe Keolis Président de SNCF Participations (SAS) Directeur Général Délégué du groupe SNCF Président du Conseil de surveillance de Seafrance Membre du Conseil de surveillance d'AREVA SA Administrateur d'Air France – KLM Administrateur de Geodis</p>

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Bruno LÉCHEVIN Né le 27 janvier 1952</p> <p>Administrateur depuis le 6 mai 2013</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (« ADEME »)</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Vice-président d'Électriciens sans frontières</p>	<p>Délégué Général du médiateur national Conseiller spécial auprès du Président de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE »)</p>
<p>Marie-Christine LEPETIT Née le 27 août 1961</p> <p>Administratrice depuis le 7 mai 2012</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie et des finances</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administratrice de la Fondation nationale des sciences politiques</p>	
<p>Denis MORIN Né le 15 décembre 1955</p> <p>Administrateur depuis le 14 décembre 2013</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Directeur du budget, rattaché au Ministre délégué auprès du Ministre de l'Économie et des finances, chargé du budget</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administrateur de SNCF Membre du Comité de l'énergie atomique</p>	
<p>Pierre SELLAL Né le 13 février 1952</p> <p>Administrateur depuis le 1^{er} avril 2009</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de la stratégie</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Membre du Conseil de surveillance d'AREVA Membre du Comité de l'énergie atomique Membre du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe Administrateur de l'École nationale d'administration Administrateur de France Médias Monde (ex-Audiovisuel extérieur de la France) Administrateur de l'Institut Français Administrateur de l'Agence nationale des titres sécurisés Administrateur de la Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art Administrateur de l'Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires</p>	<p>Représentant permanent de la France à Bruxelles auprès de l'Union européenne</p>

Administrateurs élus par les salariés

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Christine CHABAUTY Née le 19 juillet 1971</p> <p>Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF</p> <p>Administratrice depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'éthique</p>	<p>Conseiller prud'homal</p>	
<p>Sidonie DELALANDE Née le 26 septembre 1977</p> <p>Responsable Communication à la CCAS (Caisse centrale d'activités sociales) du personnel des Industries Électriques et Gazières, territoire Dauphiné Drôme Ardèche</p> <p>Administratrice depuis le 1^{er} février 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p>		
<p>Alexandre GRILLAT Né le 8 décembre 1971</p> <p>Chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace – Franche-Comté</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2004⁽¹⁾</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie</p>		
<p>Marie-Hélène MEYLING Née le 30 octobre 1960</p> <p>Ingénieur Senior à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF</p> <p>Administratrice depuis le 1^{er} septembre 2011</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	<p>Membre suppléant du Conseil supérieur de l'énergie (« CSE ») comme représentante des salariés des Industries Électriques et Gazières au titre de la CFDT</p>	

(1) Alexandre Grillat était administrateur de l'Établissement public industriel et commercial (« EPIC ») EDF depuis le 14 septembre 2004.

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Jean-Paul RIGNAC Né le 13 mai 1962</p> <p>Ingénieur-Chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF</p> <p>Administrateur depuis le 7 novembre 2007</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de la stratégie</p>		
<p>Maxime VILLOTA Né le 25 novembre 1959</p> <p>Coordinateur politique achats à la mission finances et relations industrielles au Centre nucléaire de production d'électricité d'EDF (Tricastin)</p> <p>Administrateur depuis le 13 décembre 2006</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des nominations et des rémunérations</p>		

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Henri Proglio. Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglio est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales (« HEC »). Il rejoignit la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et fut nommé Président-Directeur Général de la Compagnie Générale d'Entreprises Automobiles (« CGEA ») en 1990. En 1999, il fut nommé Directeur Général délégué de Vivendi, Gérant de la Compagnie Générale des Eaux et Directeur Général de Vivendi Water. Il devint Président du Directoire de Veolia Environnement en 2000, puis Président-Directeur Général de 2003 à novembre 2009. Henri Proglio est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 25 novembre 2009. Il avait été nommé administrateur d'EDF en septembre 2004. Au sein du groupe EDF, il est Président des Conseils d'administration d'Edison, d'EDF Energy Holdings et de la Fondation EDF et administrateur d'EDF Énergies Nouvelles et d'EDF International (SAS). Il est par ailleurs administrateur de Dassault Aviation depuis 2008, de Natixis depuis 2009, de Fomento di Construcciones y Contratas depuis 2010 et de South Stream Transport BV (Pays-Bas) depuis 2012. Il est également Vice-président du Comité stratégique de l'énergie nucléaire et du Conseil d'administration d'Eurelectric, membre du Comité de l'énergie atomique, du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité et du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale.

Philippe Crouzet. Né le 18 octobre 1956 à Neuilly-sur-Seine (France), Philippe Crouzet est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (« ENA »). Ancien Maître des requêtes au Conseil d'État, il exerça la plus grande partie de sa carrière chez Saint-Gobain, leader mondial des matériaux de construction, qu'il rejoignit en 1986. Il fut successivement Directeur du Plan, Directeur Général des Papeteries de Condat, Délégué Général en Espagne et au Portugal et Directeur de la Branche Céramiques Industrielles. De 2000 à 2004, il occupa le poste de Directeur Général adjoint en charge des Finances, des Achats et des Systèmes d'Information. Il fut Directeur Général adjoint du Groupe en charge du Pôle Distribution Bâtiment, avant de rejoindre Vallourec. Membre du Conseil de surveillance de Vallourec depuis avril 2008, il devient Président du Directoire du Groupe en avril 2009. Au sein du groupe Vallourec, il est Président du Directoire de Vallourec Tubes France et administrateur de Vallourec Tubos do Brasil. Il est par ailleurs administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique et du Théâtre de la Ville (Paris). Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Mireille Faugère. Née le 12 août 1956 à Tulle (France), Mireille Faugère est diplômée de l'École des Hautes Études Commerciales (« HEC »). En 1979, elle débuta sa carrière à la SNCF où elle occupa différentes fonctions opérationnelles liées à l'exploitation ferroviaire puis des responsabilités au sein de la Direction des études. En 1987, elle se vit confier la responsabilité du développement du réseau TGV Méditerranée. En 1991, elle fut nommée Directrice de la gare Montparnasse à Paris. En 1993, Mireille Faugère fut nommée responsable du département Stratégies au sein de la Direction de l'économie, de la stratégie et de l'investissement. De 1996 à 2001, elle prit la responsabilité de l'action commerciale et marketing à la Direction Grandes lignes. De 2001 à 2003, elle fut Directrice Générale de SNCF Participations et Directrice du département Fusions et acquisitions de la Direction Financière. De 2003 à 2010, elle fut membre du Comité exécutif de SNCF et Directrice Générale de la branche SNCF Voyages. De 2010 à 2013, Mireille Faugère fut Directrice Générale de l'Assistance publique - Hôpitaux de Paris. Administratrice d'Essilor International depuis 2010 et de la Fondation L'Oréal depuis 2012, elle est par ailleurs Présidente de l'Association HEC Alumni et Vice-présidente de la Fondation HEC depuis 2013. Elle est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

Michael Jay. Né le 19 juin 1946 à Shawford (Royaume-Uni), Michael Jay est diplômé de l'université d'Oxford (*Magdalen College*) et de l'école des études orientales et africaines de l'Université de Londres (« SOAS »). Après une carrière au *Foreign Office* (ministère britannique des Affaires étrangères), il fut ambassadeur britannique à Paris de 1996 à 2001, Secrétaire Général (*Permanent Under-Secretary*) du *Foreign Office* et Directeur du service diplomatique de 2002 à 2006. Il fut le représentant du Premier Ministre

britannique au sein du Groupe des 8 (« G8 ») en 2005 et 2006. Depuis 2006, il est membre indépendant de la Chambre des Lords (*crossbench member of the House of Lords*). Il fut Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords (*Chairman of the House of Lords Appointments Commission*) de 2008 à 2013. Il est administrateur d'Associated British Foods depuis 2006, de Valeo depuis 2007 ainsi que de Candover Investments depuis 2008 et de Thomson Reuters Founders Share Company depuis 2013. Il fut Président de Merlin (ONG médicale internationale) de 2007 à 2013. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Bruno Lafont. Né le 8 juin 1956 à Boulogne-Billancourt (France), Bruno Lafont est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales (« HEC ») et ancien élève de l'École nationale d'administration (« ENA »). Il commença sa carrière au sein du groupe Lafarge en 1983 occupant plusieurs postes à la Direction Financière et à l'International. En 1995, il devint Directeur Général adjoint Finance du Groupe et rejoignit le Comité exécutif. En 1998, il devint Président de l'activité Plâtre. En 2003, il fut nommé Directeur Général délégué du Groupe, puis administrateur en 2005. Nommé Directeur Général en 2006, il devint Président-directeur Général de Lafarge en 2007. Il est administrateur d'ArcelorMittal depuis 2011. Il est membre du Comité exécutif du Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (« WBCSD ») depuis novembre 2013 et Président de la Commission développement durable du MEDEF depuis janvier 2014. Il est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Pierre Mariani. Né le 6 avril 1956 à Rabat (Maroc), Pierre Mariani est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales (« HEC »), ancien élève de l'École nationale d'administration (« ENA ») et licencié en Droit. De 1982 à 1986, il fut Inspecteur des finances au service de l'Inspection générale des finances au sein du ministère de l'Économie et des finances. De 1986 à 1988, il fut responsable du secteur des transports à la Direction du budget au sein du ministère de l'Économie et des finances puis de 1988 à 1992, chef du bureau de synthèse et de la politique budgétaire de ce ministère. De 1992 à 1993, il fut sous-directeur chargé du secteur travail, emploi, santé et sécurité sociale au ministère de l'Économie et des finances. De 1993 à 1995, il fut Directeur de cabinet de Nicolas Sarkozy, alors ministre du Budget, et porte-parole du Gouvernement, chargé de la communication. De 1995 à 1996, il fut Directeur Général de la Société française d'investissements immobiliers et de gestion (« SEFIMEG »). De 1996 à 1997, il fut Directeur Général et membre du Directoire de la Banque pour l'expansion industrielle (Banexi). Il fut Président de ce Directoire de 1997 à 1999. De 1999 à 2003, il fut Directeur du Pôle de la Banque de détail à l'international au sein du groupe BNP Paribas. De 2003 à 2008, il fut Directeur du Pôle services financiers et banque de détail à l'international. Début 2008, il fut nommé Directeur Général adjoint, co-responsable des activités de Banque de détail, en charge du Pôle international retail services de BNP Paribas. En 2008, il fut nommé administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia. Il est aujourd'hui *Managing Director* et *Chief Executive Officer* de la société de conseil « Pierre Mariani Consulting ». Il est administrateur de l'Établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais depuis 2011, du Fonds hellénique de stabilité financière depuis 2013 et des sociétés INVEREWE Holding et INVEREWE CAPITAL LONDON depuis février 2014. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Administrateurs nommés par l'État

Olivier Appert. Né le 19 avril 1949 à Paris (France), Olivier Appert est ancien élève de l'École Polytechnique et ingénieur général des Mines. Il commença sa carrière au service des Mines de Lyon. Après avoir occupé différents postes au ministère de l'Industrie et au cabinet du Premier ministre, il fut ensuite nommé Directeur adjoint du cabinet du ministre chargé de l'Industrie de 1984 à 1986. En 1987, il prit la responsabilité de la stratégie de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (« TRT »). Nommé en 1989 Directeur des hydrocarbures au ministère de l'Industrie, Olivier Appert rejoignit en 1994 la Direction Générale de l'IFP où il prit en charge les activités de recherche et développement. En 1998, il fut Directeur Général d'Isis, holding technologique dont IFP Énergies Nouvelles (« IFPEN ») était actionnaire majoritaire. En 1999, il devint Directeur de la Coopération

long terme et de l'analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »). Depuis 2003, il est Président-Directeur Général d'IFP devenu en juillet 2010 IFP Énergies Nouvelles (« IFPEN »). Il est également administrateur de Technip et de CCG depuis 2003. Il est par ailleurs Président du Conseil français de l'énergie et membre de l'Académie des technologies depuis 2013. Il est administrateur d'EDF depuis le 17 juin 2013.

David Azéma. Né le 22 novembre 1960 à Neuilly-sur-Seine (France), David Azéma est licencié en Droit, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (« ENA »). Il débuta sa carrière en 1987 comme auditeur à la Cour des comptes, puis conseiller référendaire. De 1991 à 1993, il fut chargé de mission à la Direction générale de la Police Nationale puis occupa différentes fonctions au cabinet du ministre du Travail, de l'emploi et de la formation professionnelle, Martine Aubry. En 1993, il entra au sein de SNCF où il assura les fonctions de chargé de mission à la Direction de la Stratégie, puis devint conseiller du Président et Directeur des Filiales et Participations du groupe SNCF. En 1998, il occupa au Royaume-Uni les fonctions de Président du Consortium InterCapital and Regional Rail puis de Président-Directeur Général d'Eurostar Group, filiale commune de SNCF, de SNCB et d'Eurostar UK. En 2002, il rejoignit le groupe Vinci comme Directeur Général de Vinci Concessions, puis entra au Comité exécutif du groupe Vinci en 2006. En 2008, David Azéma revint au sein de SNCF comme Directeur Général Délégué Stratégie & Finances avant d'être nommé Directeur Général Délégué du groupe SNCF en octobre 2011. En 2012, il fut nommé Président du Directoire du groupe Keolis, filiale SNCF spécialisée dans le transport public de voyageurs en France, en Europe et dans le monde. Depuis septembre 2012, il est Commissaire aux participations de l'État, rattaché au Ministre de l'Économie et des Finances et au Ministre du Redressement productif. Il est administrateur des Conseils d'administration de Bpifrance, Bpifrance Investissement, Bpifrance Participations et Renault depuis 2012 et de Thales depuis 2013. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2012.

Bruno Léchevin. Né le 27 janvier 1952 à Sallaumines (France), Bruno Léchevin est titulaire d'un diplôme de troisième cycle de l'Institut d'études politiques de Paris. Il débuta sa carrière chez EDF et exerça par la suite différents mandats syndicaux. Secrétaire fédéral de la fédération Gaz-Électricité CFDT de 1983 à 1988, il en fut Secrétaire Général en 1988 et membre du bureau national de la confédération CFDT de 1988 à 1997 puis Secrétaire fédéral de la fédération Chimie-Énergie (1997-1999). Parallèlement, il fut membre du Haut Conseil du secteur public de 1992 à 1999. Nommé en 2000, pour deux ans, commissaire de la Commission de régulation de l'énergie (« CRE »), son mandat fut renouvelé pour six ans. Délégué Général du médiateur national de l'énergie de mars 2008 à mars 2013, il exerça en parallèle le rôle de Conseiller spécial auprès du Président de la CRE. Bruno Léchevin est par ailleurs Vice-président, membre fondateur d'Électriciens sans frontières, organisation intervenant dans le domaine de l'accès à l'énergie et à l'eau dans les pays en développement. Ses principaux domaines d'intervention sont les marchés de l'énergie, la régulation, l'efficacité énergétique et la protection des consommateurs d'énergie. Nommé administrateur au sein du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (« ADEME ») en février 2013, il en devint le Président en mars 2013. Il est administrateur d'EDF depuis le 6 mai 2013.

Marie-Christine Lepetit. Née le 27 août 1961 à Morlaix (France), Marie-Christine Lepetit est ancienne élève de l'École Polytechnique et de l'École nationale d'administration (« ENA »). En 1987, elle a intégré l'Inspection générale des finances où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. Puis en 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. Elle fut responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale en 1995 avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme conseillère technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuivit sa carrière à la Direction générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Elle fut nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des finances en 2004 et a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée

par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur associé et a été membre de la Commission de rénovation et de déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie et des finances depuis mars 2012. Elle est administratrice d'EDF depuis mai 2012.

Denis Morin. Né le 15 décembre 1955 à Paris (France), Denis Morin est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales de Paris (« HEC »), de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (« ENA »). Il commença sa carrière à la Direction du budget en 1983, puis la poursuivit comme conseiller technique auprès du ministre délégué au budget (Michel Charasse) en 1988 puis en tant que Directeur adjoint du cabinet du ministre du budget (Martin Malvy) en 1992. En 1993, il fut nommé sous-directeur emploi, formation et sécurité sociale à la Direction du budget. De 1997 à 2000, il exerça les fonctions de Directeur de cabinet auprès de Martine Aubry et Christian Sautter puis de Directeur adjoint auprès de Dominique Strauss-Kahn et enfin de conseiller auprès d'Élisabeth Guigou. De 2001 à 2007, il intègra la Cour des comptes en qualité de conseiller-maître à la 6^e chambre chargée de la Sécurité sociale. De 2007 à 2009, il a occupé successivement les postes d'adjoint au Délégué Général du Centre technique des institutions de prévoyance, conseiller-maître à la 1^{ère} chambre de la Cour des comptes, puis chargé de mission auprès du Secrétaire Général des ministères sociaux. En 2009, il devint Directeur préfigurateur puis Directeur Général de l'Agence régionale de santé en Rhône-Alpes. En 2011, il fut nommé Président de section à la 1^{ère} chambre de la Cour des comptes, rapporteur général de la formation interchambres, chargé des finances publiques. En 2012, il a été nommé Secrétaire Général des ministères sociaux avant de rejoindre le cabinet de Marisol Touraine en qualité de Directeur de cabinet. Depuis le 27 novembre 2013, Denis Morin est Directeur du budget, rattaché au ministre délégué auprès du ministre de l'Économie et des finances, chargé du budget. Membre du CEA et administrateur de SNCF depuis 2013, il est administrateur d'EDF depuis le 14 décembre 2013.

Pierre Sellal. Né le 13 février 1952 à Mulhouse (France), Pierre Sellal est lauréat de la faculté de Droit et de Sciences économiques de Strasbourg et ancien élève de l'École nationale d'administration (« ENA »). Il débuta sa carrière au ministère des Affaires étrangères à la Direction des Nations Unies de 1977 à 1980 puis devint conseiller technique au cabinet du ministre du Commerce extérieur de 1980 à 1981. Conseiller à la Représentation permanente de la France auprès des Communautés européennes à Bruxelles de 1981 à 1984, il exerça ensuite les fonctions de Chef de service des relations internationales au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur (Direction des hydrocarbures) jusqu'en 1985. À cette date, il fut nommé auprès du Premier ministre, Secrétaire Général adjoint du comité interministériel (SGCI) en charge des questions de coopération économique européenne, fonction qu'il occupa jusqu'en 1990. Membre du groupe de travail chargé d'élaborer une vision prospective d'ensemble des conséquences de l'instauration du grand marché unique européen de 1988 à 1990, il devint Ministre-conseiller à l'Ambassade de France à Rome en 1990, puis ministre-conseiller, représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles de 1992 à 1997. En 1997, il prit les fonctions de Directeur de la Coopération européenne au ministère des Affaires étrangères, avant d'être nommé Directeur de cabinet du ministre des Affaires étrangères de 1997 à 2002. Ambassadeur, représentant permanent de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles de 2002 à 2009, il fut élevé à la dignité d'Ambassadeur de France en 2008. Pierre Sellal est Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères depuis avril 2009. Il est membre du Comité de l'énergie atomique, du Conseil de surveillance d'AREVA et du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe. Pierre Sellal est également administrateur de France Médias Monde (ex-Audiovisuel extérieur de la France – « AEF »), de l'École nationale d'administration et de l'Institut français. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2009.

Administrateurs élus par les salariés

Christine Chabauty. Née le 19 juillet 1971 à Maisons-Laffitte (France), Christine Chabauty est diplômée en Droit. Elle acquit une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et rejoignit, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des

clients Grands Comptes. Elle travaille désormais au département Marketing et Opérations de la Direction Grands Comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de conseiller prud'homal. Parrainée par la CGT, élue en mai 2009, elle est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

Sidonie Delalande. Née le 26 septembre 1977 à Fontenay-aux-Roses (France), Sidonie Delalande entra chez EDF GDF à l'agence de La Courneuve en 1995 en tant qu'apprentie pendant quatre ans au terme desquels elle obtint un BTS Électrotechnique. Elle occupa des postes de chargée d'affaires Ingénierie, formatrice à l'Unité opérationnelle de formation et dernièrement chargée d'expertise à ERDF Auvergne. Depuis le mois de janvier 2014, elle est Responsable Communication à la CCAS (Caisse centrale d'activités sociales) sur le territoire Dauphiné-Drôme-Ardèche. Parrainée par la CGT, élue en mai 2009, elle est administratrice d'EDF depuis le 1^{er} février 2014.

Alexandre Grillat. Né le 8 décembre 1971 à Béthune (France), Alexandre Grillat est diplômé de l'École supérieure d'électricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Il débuta sa carrière chez EDF en 1996 dans des fonctions de *management* technique, clientèle et commercial chez EDF Gaz de France Distribution, puis à la Direction de la Stratégie du groupe EDF. Il fut ensuite attaché au Directeur Général Délégué d'Électricité de Strasbourg puis Directeur d'études du domaine Réseaux à la Direction de la Stratégie d'EDF. Alexandre Grillat est désormais chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace – Franche-Comté. Parrainé par la CFE-CGC, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004, date à laquelle EDF était encore un Établissement public industriel et commercial (EPIC).

Marie-Hélène Meyling. Née le 30 octobre 1960 à Fontainebleau (France), Marie-Hélène Meyling est diplômée en communication (Université

Paris V). Elle rejoignit EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de la communication. Elle s'orienta ensuite vers des activités liées à l'ouverture du marché de l'électricité ainsi qu'au soutien aux énergies renouvelables. Elle est actuellement Ingénieur Senior à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF. En novembre 2012, Marie-Hélène Meyling a obtenu le certificat d'administrateur de sociétés délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Après avoir siégé quatre ans au Comité central d'entreprise d'EDF SA, elle est administratrice d'EDF, parrainée par la CFDT, depuis septembre 2011.

Jean-Paul Rignac. Né le 13 mai 1962 à Rodez (France), Jean-Paul Rignac est titulaire d'un doctorat de l'Institut national Polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie. Il occupa la fonction de secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche et Développement durant cinq années. Depuis mars 1991, il est Ingénieur-Chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis novembre 2007.

Maxime Villota. Né le 25 novembre 1959 à Jœuf (France), Maxime Villota entra en 1981 chez EDF. Il débuta sa carrière au centre nucléaire de production d'électricité (« CNPE ») de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le CNPE de Tricastin en 1987 où il est aujourd'hui coordinateur politique achats. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Énergie. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis décembre 2006.

14.2 Comité exécutif

14.2.1 Composition du Comité exécutif

Le Président-Directeur Général a souhaité s'entourer d'un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)).

À la date de dépôt du présent document de référence, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonction
Henri Proglio	Président-Directeur Général
Marianne Laigneau	Directrice des Ressources humaines du groupe EDF
Henri Lafontaine	Directeur Exécutif Commerce, Optimisation, Trading et Systèmes Énergétiques Insulaires
Pierre Lederer	Conseiller spécial du Président
Hervé Machenaud	Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie
Thomas Piquemal	Directeur Exécutif Groupe Finances
Vincent de Rivaz	Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tchernonog	Secrétaire Général

Denis Lépée, Conseiller du Président, est Secrétaire du Comité exécutif.

14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marianne Laigneau, 49 ans, ancienne élève de l'École normale supérieure de Sèvres et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégée de lettres classiques et diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris. Marianne Laigneau est conseiller d'État. À sa sortie de l'ENA, Marianne Laigneau intègre le Conseil d'État et fut notamment conseillère juridique du ministère de la Coopération, chargée de mission pour la coopération internationale au Commissariat à la réforme de l'État, membre des missions électorales de l'ONU au Mozambique et de l'Union européenne à Gaza. En 1997, elle fut détachée au ministère des Affaires étrangères et occupa le poste de premier conseiller à l'ambassade de France à Tunis chargée des négociations, des affaires politiques, communautaires et juridiques et de la communication. De 2000 à 2002, au sein du Conseil d'État, elle fut notamment chargée de mission auprès de la directrice de l'ENA, conseiller juridique du ministère de la Culture, maître de conférence de droit public à l'ENA. En 2003, Marianne Laigneau rejoignit Gaz de France comme chef du service des Affaires Institutionnelles à la Direction Générale, puis en septembre 2004 devint Déléguée aux Affaires publiques. Elle a rejoint le groupe EDF en 2005 comme Directeur Juridique puis Secrétaire Général adjoint et est devenue en 2007 Secrétaire Général, membre du Comité exécutif. Marianne Laigneau est Directeur des Ressources Humaines du Groupe EDF depuis le 1^{er} décembre 2010 et membre du Comité exécutif.

Henri Lafontaine, 57 ans, ingénieur diplômé de Supélec, titulaire d'une maîtrise de mathématiques. Henri Lafontaine intègre EDF en 1983 où il occupa différentes responsabilités à la Direction de la Distribution. En 1997, il devint Directeur Délégué d'EDF GDF Services Corse puis Directeur d'EDF GDF Services Marseille en 2000. En 2002, il fut nommé Directeur Général d'EDENOR, premier distributeur d'énergie électrique en Argentine avec 25 % du marché. EDENOR était l'une des principales filiales internationales du groupe EDF. En 2005, il fut Directeur du Projet « Filialisation du distributeur » qui a conduit à la création d'ERDF, puis Directeur des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF en 2007 avant de devenir Directeur d'EDF Entreprises à la Direction Commerce en 2010. En décembre 2011, Henri Lafontaine fut nommé Directeur chargé de coordonner les activités du groupe EDF sur le périmètre du Commerce, de l'Optimisation/Trading et de l'Europe continentale. En décembre 2011, Henri LAFONTAINE est nommé Directeur chargé de coordonner les activités du Groupe EDF sur le périmètre du Commerce, de l'Optimisation/Trading et de l'Europe Continentale et en septembre 2012, il est nommé Directeur Exécutif Délégué. En juillet 2013, Henri LAFONTAINE est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge du Commerce, de l'Optimisation et du Trading ainsi que des Systèmes Énergétiques Insulaires. En complément de ses responsabilités au sein du Comité Exécutif d'EDF, il assure également la Direction opérationnelle de la Direction Commerce d'EDF. De plus, il est administrateur de plusieurs sociétés: EDFI, EDF Energy, Fenice, EDF Luminus, Électricité de Strasbourg.

Pierre Lederer, 65 ans, diplômé de mathématiques. Pierre Lederer intègre EDF en 1974 où il occupa différentes responsabilités au service des Études Économiques Générales, au service des Mouvements d'Énergie et au service de la Production Thermique. Chef du service des Études Économiques Générales en 1993, il fut nommé Directeur de la Stratégie d'EDF en 1996, puis Directeur Stratégie-Valorisation-Optimisation au pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoignit en 2000 le Directoire exécutif d'EnBW, troisième énergéticien allemand, détenu à hauteur de 45 % par EDF, fut nommé *Chief Operating Officer* en 2003 et Vice-président du Directoire en 2007. En février 2009, Pierre Lederer a été nommé Directeur Général Adjoint d'EDF SA, en charge du Commerce, membre du Comité exécutif du Groupe EDF. En 2010, il est Directeur Exécutif Groupe en charge du commerce, de l'optimisation et du trading. Fin 2010, il est également chargé de superviser les activités du Groupe en Europe Continentale. Pierre Lederer est actuellement Conseiller spécial du Président-Directeur-Général.

Hervé Machenaud, 66 ans, ancien élève de l'École polytechnique (1968), ingénieur des Ponts et Chaussées, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris (1973). Hervé Machenaud commença sa carrière au ministère du Plan de la Côte-d'Ivoire en 1973 comme Directeur de la Division d'Aménagement urbain, puis effectua différentes missions pour la Banque mondiale sur le continent africain avant de regagner la France en 1978 comme ingénieur des Ponts et Chaussées en Ile-et-Vilaine. Hervé Machenaud rejoignit le groupe EDF en 1982 en tant que Directeur adjoint de l'aménagement de la centrale nucléaire de Paluel. De 1984 à 1989, il s'est occupé du développement du Groupe en Chine, notamment pour ce qui concernait la construction et le démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay. Entre 1990 et 1995, Hervé Machenaud occupa les fonctions de Directeur du Centre national d'équipement nucléaire (« CNEN »), chargé des programmes nucléaires français et internationaux du Groupe. À ce titre, il pilota la conception, la construction et le démarrage du palier N4 (centrales nucléaires de Chooz et de Civaux), le palier N4 étant à ce jour le plus avancé au monde et doté d'une conduite assistée par ordinateur restée unique. De 1995 à 1998, il fut Directeur Adjoint de l'Équipement d'EDF, chargé des Ressources, de la Gestion et du Développement International. De 1998 à 2002, il occupa successivement les fonctions de Directeur de la Production et du Transport d'EDF, puis de Directeur Adjoint du pôle Industrie. De 2002 à 2010, il fut, depuis Pékin, Directeur de la Direction Asie-Pacifique d'EDF, son rôle étant de valoriser le savoir-faire industriel, en particulier nucléaire, du Groupe et de lui assurer l'accès aux innovations technologiques en Chine, au Japon, en Inde et dans la région du Grand Mékong. Il conduisit notamment les projets de joint venture dans les domaines nucléaires (Taishan), thermiques (Sanmenxia), hydrauliques et éoliens, en Chine, au Vietnam (centrale de Phu My), au Laos (barrage de Nam Theun). Hervé Machenaud est actuellement Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie et Directeur Asie-Pacifique.

Thomas Piquemal, 44 ans, diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (« ESSEC »). Thomas Piquemal commença sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen, où il se spécialisa dans la restructuration d'entreprises en difficulté. En 1995, il rejoignit le Département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard Frères, pour en devenir associé-gérant cinq ans plus tard. Dans ce cadre, il dirigea plusieurs grandes opérations financières et stratégiques dans les secteurs des *utilities*, de la distribution, des services financiers et de l'immobilier, dans le cadre de restructurations de capital, de privatisations ou d'introductions en bourse. En 2008, il prit la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo dans le domaine de l'investissement en Europe. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoignit Veolia Environnement en qualité de Directeur Général Adjoint en charge des Finances et intègre le Comité exécutif du groupe. À ce titre, il s'attache à la réduction de la dette à travers notamment un plan de cession d'actifs. Engagé dans la lutte contre l'exclusion, Thomas Piquemal a fondé en 2008, aux côtés de Christophe Tiozzo, triple champion du monde de boxe, l'Académie Christophe-Tiozzo, avec pour objectif de favoriser l'insertion sociale et professionnelle des jeunes issus des quartiers dits « sensibles ». Thomas Piquemal est actuellement Directeur Exécutif Groupe Finances et Directeur Amérique du Nord.

Vincent de Rivaz, 60 ans, ingénieur diplômé de l'École nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble. Vincent de Rivaz commença sa carrière au sein du groupe EDF en 1977 comme ingénieur hydraulicien du Département Ingénierie Externe, participant à la construction d'ouvrages hydroélectriques en Afrique, Guyane et Nouvelle-Calédonie. De 1985 à 1991, il fut responsable de la région Extrême-Orient à la Direction Internationale et œuvra au développement du Groupe en Chine, dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique et distribution. Entre 1991 et 1994, il fut Directeur du Centre national d'équipement hydraulique d'EDF, en charge de l'ingénierie des projets hydrauliques du groupe EDF, en France et à l'étranger, et pilota notamment le démarrage du projet de Nam Theun 2 au Laos. En 1995, il fut nommé Directeur Adjoint de la Direction Internationale puis en devint le Directeur des Grands Projets. À ce titre, il assura le développement des projets d'investissement d'EDF dans les IPP notamment en Chine, en Égypte, au Mexique, au Vietnam et au Laos ainsi que les acquisitions de sociétés en Pologne, en Suisse et en Angleterre, dont London Electricity en 1998.

En 1999, Vincent de Rivaz fut nommé Directeur Délégué de la Direction Financière puis devint en 2000 le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Nommé Président-Directeur Général de LE Group en Angleterre en février 2002, il dirigea les opérations d'acquisition et d'intégration de la société Seaboard, avec l'ancien London Electricity et les réseaux de l'Est de l'Angleterre, créant EDF Energy en 2003. Depuis 2007, il conduit le développement du Nouveau Nucléaire d'EDF en Grande-Bretagne. En 2008 et 2009, l'acquisition puis l'intégration de British Energy, le grand opérateur nucléaire britannique, font d'EDF Energy le leader sur le marché de l'électricité britannique. En 2010, il dirige la mise en œuvre de la cession de l'activité des réseaux de distribution d'EDF Energy. Vincent de Rivaz est actuellement Directeur Général d'EDF Energy.

Alain Tchernonog, 69 ans, docteur d'État en droit, diplômé de l'Institut d'administration d'entreprises. Alain Tchernonog commença sa carrière en 1972 en qualité de juriste en droit international au Centre national d'études spatiales (CNES) avant de devenir, en 1974, chef du service juridique de l'ANVAR. De 1979 à 1990, il fut Directeur du Département des contrats de Roussel-UCLAF. À partir de 1990, il occupa les fonctions de Directeur

Juridique au sein du groupe Pierre Fabre (1990-1995), puis de la Compagnie Générale d'Entreprises Automobiles (1995-2000). En 2001, il intégra le groupe Veolia Environnement comme Directeur Juridique, puis devint Secrétaire Général en janvier 2007. Alain Tchernonog est actuellement Secrétaire Général du Groupe.

Denis Lépée, 45 ans, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris, licencié en histoire. Denis Lépée a été conseiller du Secrétaire Général du Rassemblement pour la République de 1995 à 1997, puis Directeur de cabinet du Président du conseil général de l'Oise de 1998 à 2003. Il a ensuite rejoint Veolia Environnement avant de devenir en 2007 chargé de mission auprès d'Henri Proglio, Président-Directeur Général. Denis Lépée a rejoint EDF le 25 novembre 2009 comme Conseiller auprès du Président. Il est également l'auteur de quatre romans et de plusieurs biographies. Denis Lépée est actuellement Conseiller du Président et Secrétaire du Comité exécutif du Groupe. Il supervise également à ce titre la Direction du Développement International, les activités du Groupe en Europe Continentale et l'action régionale en France.

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale

14.3.1 Absence de liens familiaux

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

14.3.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ni (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

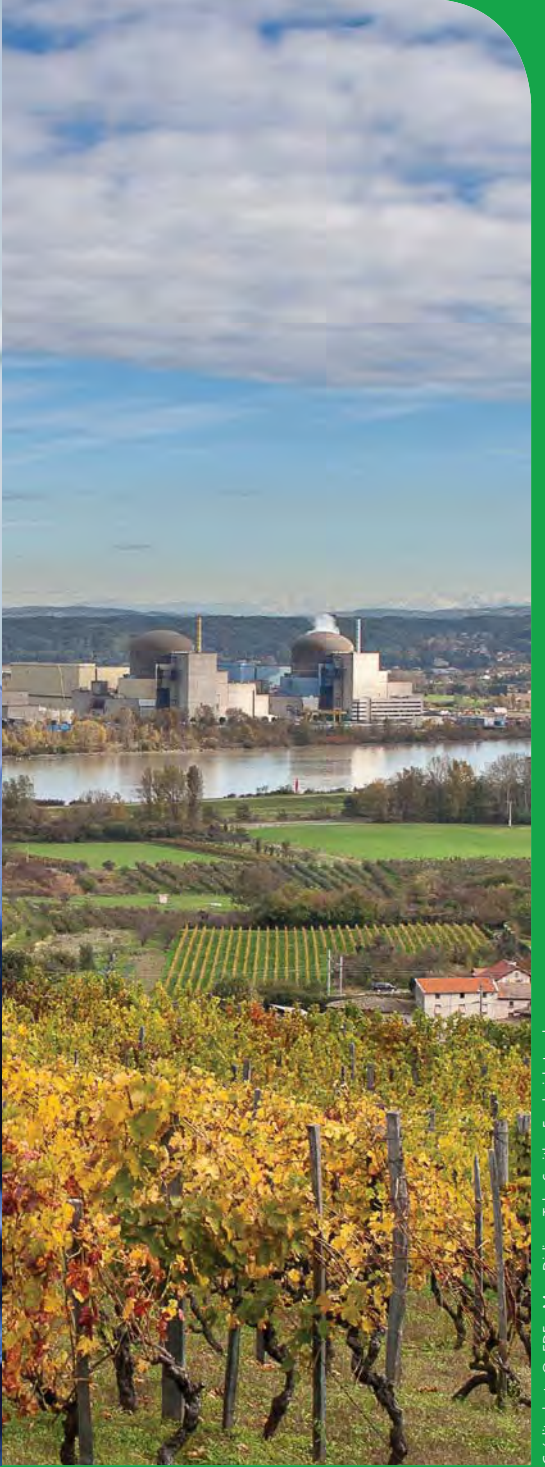
14.3.3 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document de référence aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »)), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps, de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du Code de déontologie boursière d'EDF (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière »)).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de fonds communs de placement du Plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.



Credit photo © EDF - Marc Didier - Toby Smith - Frederick Jacob

15 Rémunération et avantages

15.1 Rémunération des mandataires sociaux	240
15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général	240
15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général	241
15.1.1.2 Fixation de la rémunération au titre des exercices 2012 et 2013	241
15.1.1.3 Autres éléments de rémunération	241
15.1.2 Rémunération globale des administrateurs	242
15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages	242
15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites	242

15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2013 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le code consolidé de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

Le tableau ci-dessous présente la synthèse des rémunérations de toutes natures dues au Président-Directeur Général au titre des exercices 2012 et 2013.

Comme indiqué à la section 15.3, le Président-Directeur Général ne bénéficie pas d'options de souscription ou d'achat d'actions ni d'actions de performance.

Tableau de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées au dirigeant mandataire social ⁽¹⁾

(en euros)

	Exercice 2013	Exercice 2012
Henri Progllo, Président-Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	457 696	1 291 257
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des actions de performance attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
TOTAL	457 696	1 291 257

(1) Tableau n° 1 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures dues et versées au Président-Directeur Général au titre des exercices 2012 et 2013.

Tableau récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social ⁽¹⁾

(en euros)

	Exercice 2013		Exercice 2012	
	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Henri Progllo, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	862 500 ⁽²⁾	1 000 000
Rémunération variable	0	286 250 ⁽³⁾	423 750 ⁽⁴⁾	588 000 ⁽⁵⁾
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature ⁽⁶⁾	7 696	7 696	5 007	5 007
TOTAL	457 696	743 946	1 291 257	1 593 007

(1) Tableau n° 2 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

(2) Montant dû après ajustement rétroactif : la part fixe de la rémunération 2012, qui avait été fixée à 1 million d'euros par le Conseil d'administration du 5 avril 2012, a été ajustée à compter du 1^{er} octobre 2012 rétroactivement dans le cadre de la mise en œuvre du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Voir sections 15.1.1.1 et 15.1.1.2 ci-après.

(3) Correspond au solde de la part variable due au titre de l'exercice 2012, versé courant 2013, tenant compte des sommes déjà versées au cours de l'exercice 2012. Voir section 15.1.1.2 ci-après.

(4) Montant dû après ajustement rétroactif : la part variable de la rémunération 2012, qui était plafonnée à 60 % du montant de la rémunération fixe 2012 conformément à la décision du Conseil d'administration du 5 avril 2012, a été ajustée pour être appliquée à la rémunération fixe versée sur les seuls mois de janvier à septembre 2012 dans le cadre de la mise en œuvre du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Voir sections 15.1.1.1 et 15.1.1.2 ci-après.

(5) Correspond à la part variable due au titre de l'exercice 2011 versée courant 2012.

(6) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération de M. Henri Proglio sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre chargé de l'économie et le Ministre chargé de l'énergie.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

15.1.1.2 Fixation de la rémunération au titre des exercices 2012 et 2013

Rémunérations au titre de l'exercice 2012

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations du 12 mars 2012 approuvée par le Ministre en charge de l'économie par courrier du 23 mars 2012 en application du décret du 9 août 1953, le Conseil d'administration du 5 avril 2012 avait fixé à 1 million d'euros la part fixe de la rémunération annuelle brute du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2012.

À cette part fixe pouvait s'ajouter une part variable plafonnée à 60 % de ce montant, composée d'une part quantitative de 70 % et d'une part qualitative de 30 %, subordonnée à la réalisation d'objectifs définis par le Conseil. Le Conseil d'administration réuni le 5 avril 2012 avait décidé de subordonner la part quantitative de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général à la réalisation d'objectifs chiffrés reposant sur l'EBITDA, le *free cash flow*, le ratio dette nette / EBITDA et le coefficient de disponibilité du parc nucléaire (Kd), selon des pondérations déterminées par le Conseil.

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations en date du 13 mars 2013, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 3 avril 2013,

Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

M. Henri Proglio ne bénéficie pas de régime spécifique de retraite de la part d'EDF et n'a reçu aucune prime d'arrivée, ni ne bénéficie d'une indemnité liée à la cessation de ses fonctions au sein de la Société. M. Proglio n'a pas non plus conclu de contrat de travail avec la Société.

Dirigeant mandataire social ⁽¹⁾	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Henri Proglio, Président-Directeur Général	néant	néant	néant	néant

(1) Tableau n° 10 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

a pris acte de la mise en œuvre à compter du 1^{er} octobre 2012 du décret du 26 juillet 2012 et a en conséquence :

- fixé, à compter rétroactivement du 1^{er} octobre 2012, la rémunération du Président-Directeur Général au niveau du plafond institué par le décret du 26 juillet 2012, soit une rémunération fixe annuelle de 450 000 euros, abandonnant la part variable de la rémunération à compter de cette date ;
- fixé à 423 750 euros la part variable du Président-Directeur Général due au titre de la période de janvier à septembre 2012, représentant 56,5 % de la rémunération fixe sur cette période ; et
- constaté que, compte tenu des sommes déjà perçues au cours de l'exercice 2012 par le Président-Directeur Général, le montant de la part variable au titre de l'exercice 2012, à verser en 2013, s'établissait à 286 250 euros.

Rémunérations au titre de l'exercice 2013

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration d'EDF réuni le 3 avril 2013 a décidé de fixer, à compter du 1^{er} octobre 2012, la rémunération du Président-Directeur Général au niveau du plafond institué par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012, soit une rémunération fixe annuelle de 450 000 euros sans part variable.

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération

Henri Proglio ne perçoit pas de jetons de présence au titre de ses mandats de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il ne perçoit par ailleurs aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au dirigeant mandataire social en 2013, et aucune option n'a été exercée par lui au cours de l'exercice. De même, aucune action de performance n'a été attribuée au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune action de performance n'est devenue disponible.

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Aucune rémunération exceptionnelle au titre de leur mandat n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2013.

Le tableau ci-dessous fait apparaître le montant des jetons de présence versés en 2012 et 2013 aux membres du Conseil d'administration.

Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux jetons de présence attribués au titre du premier semestre de cet exercice (50 % de la part fixe) et au titre du second semestre de l'exercice précédent (50 % de la part fixe et 100 % de la part variable).

Tableau des jetons de présence versés aux administrateurs

(en euros)	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾
Philippe Crouzet	36 783	39 355
Mireille Faugère	47 972	46 452
Michael Jay	38 182	36 129
Bruno Lafont	34 685	41 290
Pierre Mariani	42 378	36 774
Henri Proglio	n. a.	n. a.
TOTAL	200 000	200 000

n. a. : non applicable.

(1) Au titre du second semestre 2012 et du premier semestre 2013.

(2) Au titre du second semestre 2011 et du premier semestre 2012.

Enveloppe et répartition des jetons de présence

Les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence.

Après avis du Comité des nominations et des rémunérations et approbation par le Ministre chargé de l'économie et le Ministre chargé de l'énergie en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration. L'Assemblée générale du 24 mai 2011, sur proposition du Conseil d'administration, a approuvé un montant de 200 000 euros pour l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour l'exercice 2011 et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable de 100 000 euros chacune, réparties comme suit :

- la part fixe de 100 000 euros est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés, soit un montant de 20 000 euros chacun ;
- la répartition de la part variable de 100 000 euros entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 2 pour la présence d'un Président à une réunion de Comité, et enfin un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient.

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les membres du Comité exécutif de la Société ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions¹ (ou « actions de performance »).

1. À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.



16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction

16.1	Code de gouvernement d'entreprise	246
16.2	Fonctionnement du Conseil d'administration	247
16.2.1	Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	247
16.2.1.1	Composition du Conseil	247
16.2.1.2	Durée du mandat des administrateurs	248
16.2.1.3	Obligations et devoirs des administrateurs	248
16.2.1.4	Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général	248
16.2.1.5	Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	248
16.2.1.6	Évaluation de l'indépendance des administrateurs	249
16.2.1.7	Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	249
16.2.1.8	Information et formation des administrateurs	249
16.2.1.9	Rémunérations	249
16.2.2	Activité du Conseil d'administration en 2013	250
16.2.3	Les Comités du Conseil d'administration	250
16.2.3.1	Comité d'audit	250
16.2.3.2	Comité de suivi des engagements nucléaires	251
16.2.3.3	Comité de la stratégie	251
16.2.3.4	Comité d'éthique	251
16.2.3.5	Comité des nominations et des rémunérations	252
16.3	Organes créés par la Direction Générale	252
16.4	Commission Éthique & Déontologie du Groupe	253
16.5	Code de déontologie boursière	253
16.6	Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce	253

16.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en juin 2013, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce¹, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document de référence et concernent notamment les modalités de fixation de la rémunération

du Président-Directeur Général (voir section 15.1.1.1 (« Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général »)) ou encore le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »)).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Composition du Conseil d'administration	La composition du Conseil d'administration d'EDF se répartit en trois collèges : il comprend six administrateurs nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État et six administrateurs élus par les salariés.	Cette composition tripartite du Conseil résulte de l'application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.	Voir les sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Proportion de femmes au sein du Conseil d'administration	Le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes, dont une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, une au collège des administrateurs représentant l'État et les trois autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés. Ceci représente une proportion de 27,8 % de femmes sur l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (donc hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil d'administration d'EDF est nommé pour cinq ans et renouvelé en bloc conformément à la loi du 26 juillet 1983. Le dernier renouvellement du Conseil date de novembre 2009 et le prochain renouvellement interviendra en novembre 2014. Les recommandations issues du code AFEP-MEDEF ainsi que les obligations résultant de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle seront prises en compte lors des prochains renouvellements du Conseil d'administration.	Voir la section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Part des administrateurs indépendants au sein du Comité d'audit	Le Comité d'audit comprend un administrateur indépendant sur trois pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés).	La composition du Comité d'audit reflète les particularités de la composition du Conseil issues de la loi du 26 juillet 1983 qui rendent difficile le respect d'une proportion de deux tiers d'administrateurs indépendants au sein du Comité. La Société estime que, bien que le Comité ne compte pas deux tiers d'administrateurs indépendants, sa composition actuelle n'affecte pas les compétences du Comité ni sa capacité à remplir efficacement les missions qui lui sont dévolues par la loi et le règlement intérieur du Conseil d'administration.	Voir la section 16.2.3.1 (« Comité d'audit »).
Durée du mandat des administrateurs	La durée du mandat des administrateurs est de cinq ans et le Conseil est renouvelé en bloc au terme des cinq ans.	La durée du mandat et les modalités de renouvellement du Conseil résultent de l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.	Voir la section 16.2.1.2 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF	Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration, après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF résultent de la loi du 26 juillet 1983 et de l'article 13 de la Constitution.	Voir la section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »).

1. Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Détention par les administrateurs d'actions de la Société	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Pour ces raisons, une règle spécifique propre aux seuls administrateurs percevant des jetons de présence (soit 5 sur un total de 18) n'a pas été adoptée. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient.	Voir la section 17.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).
Règles de répartition des jetons de présence	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Seuls les administrateurs nommés par l'Assemblée générale, hors Président-Directeur Général, perçoivent des jetons de présence. Des règles de répartition spécifiques, propres à ces administrateurs (soit 5 sur un total de 18) ont été adoptées, qui tiennent compte du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée puisque le montant total de l'enveloppe de jetons de présence est divisé entre une part fixe et une part variable (de 50 % chacune du total de l'enveloppe) réparties comme suit : (i) la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés, et (ii) la part variable est répartie entre ces administrateurs par application d'un coefficient variable selon le type de réunions et les fonctions particulières occupées par chacun.	Voir la section 15.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »)

Le code AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 dispose qu'un dirigeant mandataire social ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Conformément au code et au guide d'application publié par le Haut Comité de gouvernement d'entreprise en janvier 2014, cette recommandation

s'applique lors de la nomination ou du prochain renouvellement du mandat de l'administrateur ou du dirigeant concerné. La situation de M. Henri Proglio sera examinée à la lumière de ces recommandations selon les délais de mise en œuvre préconisés par le code et le guide d'application.

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Ce règlement intérieur est revu, en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires.

16.2.1 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

16.2.1.1 Composition du Conseil

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers est élu par les

salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend six administrateurs élus par les salariés, six administrateurs représentant l'État et six administrateurs nommés par l'Assemblée générale.

La liste des administrateurs et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.1 (« Conseil d'administration »).

Représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration

En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise,

d'une part, aux dispositions applicables aux sociétés cotées (pour ce qui concerne le collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale) et, d'autre part, aux dispositions applicables aux entreprises publiques (pour le collège des administrateurs nommés par décret).

Conformément à la loi précitée, la proportion des administrateurs de chaque sexe nommés par l'Assemblée générale ne pourra être inférieure à 20 % à compter de 2014 puis à 40 % à compter de 2017.

Par ailleurs, la proportion des administrateurs de chaque sexe nommés par décret ne pourra être inférieure à 20 % après le premier renouvellement du Conseil d'administration suivant la publication de la loi, soit en novembre 2014 pour EDF, et elle ne pourra être inférieure à 40 % lors du deuxième renouvellement du Conseil d'administration, soit en novembre 2019.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes, dont une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, une au collège des administrateurs nommés par décret et les trois autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF.

Enfin, le Commissaire du Gouvernement¹ et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société² ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration, avec voix consultative.

16.2.1.2 Durée du mandat des administrateurs

Conformément à l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, la durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Ils restent en fonction jusqu'à la première réunion du Conseil d'administration renouvelé, le Conseil étant renouvelé en bloc au terme des 5 ans. Les mandats des administrateurs actuels expireront le 22 novembre 2014 à minuit. En conséquence, le Conseil d'administration sera renouvelé en bloc au cours de l'exercice 2014.

En cas de vacance du siège d'un membre du Conseil d'administration pour quelque cause que ce soit, son remplaçant n'exerce son mandat que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement en bloc du Conseil d'administration.

Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs représentant l'État peuvent être révoqués à tout moment par décret, les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire, et enfin les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil.

16.2.1.3 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil des situations de conflit d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF. Les membres du Conseil et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts

1. Décret n° 2012-406 du 23 mars 2012 et arrêté du 15 juin 2012.

2. Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière ») ci-après), Charte éthique Groupe, engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe, code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF.

16.2.1.4 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Les statuts d'EDF stipulent que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » résulte donc des statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, est de nature à assurer un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du secteur public.

En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

16.2.1.5 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi de démocratisation du secteur public, le Conseil délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;

- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2013 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières. Pour 2014, le Conseil d'administration a décidé de reconduire le même niveau de délégations ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture des engagements nucléaires, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 16.2.3.2 (« Comité de suivi des engagements nucléaires »)). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

16.2.1.6 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, six administrateurs qui représentent l'État et qui ne peuvent donc pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF et six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants.

Lors de la réunion conjointe du 16 janvier 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 12 février 2014, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et confirmé la qualification d'indépendants de M^{me} Mireille Faugère et de MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani, le Conseil

ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

Le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur un total de douze pouvant être qualifiés d'indépendants selon le code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants de 41,7 %.

16.2.1.7 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

La dernière évaluation menée par un cabinet externe spécialisé ayant été réalisée en 2010, un cabinet externe spécialisé a été mandaté pour mener cette évaluation au titre de l'année 2013, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs, réalisés durant le dernier trimestre de l'exercice 2013. Des résultats examinés par le Comité d'éthique le 16 janvier 2014 et présentés au Conseil d'administration le 12 février 2014, il ressort que cette année encore l'ouverture du Comité de la stratégie à l'ensemble des membres du Conseil a été largement saluée et que les administrateurs estiment que cet élargissement ne porte pas atteinte à la bonne articulation entre le Conseil d'administration et le Comité de la stratégie. L'information est jugée exhaustive et détaillée par les administrateurs, qui soulignent la qualité des dossiers dont disposent le Conseil et ses Comités. Ils apprécient la généralisation des *executive summary* et soulignent l'utilité des différents supports d'information mis à leur disposition (Guide de l'administrateur, Document « Actualités », Analyse médias mensuelle...).

16.2.1.8 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

16.2.1.9 Rémunérations

Les principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations du mandataire social et les modalités de répartition des jetons de présence, ainsi que les montants versés aux administrateurs en 2012 et 2013, sont détaillés au chapitre 15 du présent document de référence.

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2013

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2013, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois, et 25 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures et quarante minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 87,8 % pour 2013.

En 2013, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que l'investissement nécessaire à la prolongation de dix ans de la durée de vie de la centrale nucléaire de Tihange 1 (Belgique), co-détenue avec Electrabel, la cession par EDF de sa participation de 4 % dans Veolia Environnement, le projet de reprise par EDF des activités de Dalkia en France, la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, la conclusion d'un accord entre le Groupe et le gouvernement britannique sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif au projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point), des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (Afrique du Sud, Canada, États-Unis, France) ainsi que le projet de cession d'une participation de 80 % détenue par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles dans le parc éolien de Fallago Rig (Écosse), l'acquisition par EDF de 20 % dans la société Transport et Infrastructures Gaz France (« TIGF ») en vue de son affectation aux actifs dédiés, la constitution d'une co-entreprise entre EDF International et Global Energy Holding Company (« GEHC ») en Arabie Saoudite dans le cadre du développement du programme nucléaire saoudien ainsi que la décision d'investissement par EDF International (à hauteur de 15 %) dans la construction de la section sous-marine du gazoduc *South Stream* par la société South Stream Transport BV ; le Conseil d'administration a également été informé de l'évolution des accords entre les groupes EDF et Exelon relatifs à Constellation Energy Nuclear Group (États-Unis).

16.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces Comités sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil sur proposition des membres dudit Comité.

Les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Pierre Mariani pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- M. Henri Proglio pour le Comité de la stratégie ;
- M^{me} Mireille Faugère pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition de chacun des Comités au 31 mars 2014 est décrite ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent, avec voix consultative, aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondis des matières relevant de leurs compétences.

16.2.3.1 Comité d'audit

Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 qui a transposé en droit français la huitième directive européenne du 17 mai 2006 sur le contrôle légal des comptes.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Lors de la réunion conjointe du 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Pierre Mariani et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 21 janvier 2011 a constaté que M. Pierre Mariani présente des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'AMF dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 12 février 2014, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualité d'indépendant de M. Pierre Mariani (voir section 16.2.1.6 (« Évaluation de l'indépendance des administrateurs ») ci-avant). Il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Plus largement, chacun des membres du Comité d'audit contribue, au travers de son expérience et de ses compétences, à la qualité des débats et aux travaux au sein du Comité.

Le Comité d'audit est présidé par M. Pierre Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. Olivier Appert et David Azéma, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Olivier Appert a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité d'audit en remplacement de M. Yannick d'Escatha.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels, ainsi que du plan à moyen terme et du budget.

Le Comité d'audit s'est réuni sept fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,4 %.

Missions

Le Comité examine et donne notamment son avis, avant examen par le Conseil, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que le projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;

- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »)) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2013

En 2013, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués sur le chiffre d'affaires trimestriel, la cartographie des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit. Il a également été informé, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de suivi des engagements nucléaires, des évolutions relatives au traitement de la créance liée au déficit de compensation des charges de Service Public de l'Électricité (créance CSPE) et a examiné le projet d'affectation de cette créance aux actifs dédiés.

16.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (« CSEN »), institué par l'article 9 du décret du 23 février 2007, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Olivier Appert a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Yannick d'Escatha.

Le CSEN s'est réuni cinq fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92 %.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (« CEFEN ») qui est composé de six experts indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalable à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2013

En 2013, le Comité a examiné en particulier le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés, l'état d'avancement du projet de centre industriel de stockage géologique (« CIGEO ») pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, le rapport triennal 2013 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires, le taux d'actualisation des engagements nucléaires, la gouvernance des actifs non cotés au sein des actifs dédiés ainsi que les perspectives d'investissements dans cette classe d'actifs, et le renouvellement du CEFEN. Il a également été informé, lors d'une réunion conjointe avec le Comité d'audit, des évolutions relatives au traitement de la créance liée au déficit de compensation des charges de Service Public de l'Électricité (créance CSPE) et a examiné le projet d'affectation de cette créance aux actifs dédiés.

16.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Henri Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. David Azéma et Pierre Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Jean-Paul Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Le Président invite, depuis 2010, aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni six fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,6 %.

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

Activité en 2013

En 2013, le Comité a examiné en particulier les enjeux pour EDF du débat sur la transition énergétique, la problématique de l'équation tarifaire et financière de l'activité France, les principales réalisations en matière de recherche et développement et d'innovation, l'avancement du chantier Flamanville 3 et du projet de développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni (Hinkley Point), ainsi que les orientations stratégiques dans le gaz.

16.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, administratrices élues par les salariés.

Le Conseil d'administration a pris acte le 29 juillet 2013 de la demande de retrait du Comité d'éthique de M. Alexandre Grillat, administrateur élu par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni cinq fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 86 %.

1. Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration pour trois ans.

Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection ainsi que de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir la section 16.2.1.7 (« Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration »)).

Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender des thématiques relevant de ses missions.

Activité en 2013

En 2013, le Comité d'éthique a notamment examiné les engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique d'EDF à l'égard des entreprises prestataires. Le Comité a visité un site de production nucléaire afin d'appréhender la mise en œuvre de la politique de sous-traitance dans cette activité.

16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, M. David Azéma, administrateur représentant l'État, ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés.

M. Maxime Villota a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité des nominations et des rémunérations. Cette nomination résulte de la modification de l'article 16 des statuts de la Société, adoptée par l'Assemblée générale des actionnaires le 30 mai 2013, qui précise que la composition des Comités du Conseil d'administration doit prévoir à minima un administrateur salarié.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni deux fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 83,3 %.

Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet ses propositions et son avis, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

Activité en 2013

En 2013, le Comité des nominations et des rémunérations a fait au Conseil d'administration des propositions concernant l'application à compter du 1^{er} octobre 2012 du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonnant à 450 000 euros la rémunération du Président-Directeur Général et concernant la détermination de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général due au titre de la période de janvier à septembre 2012. Il a par ailleurs examiné les critères de bonus pour déterminer la part variable de la rémunération des dirigeants du Groupe (voir section 15.1.1 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »)).

16.3 Organes créés par la Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'est entouré d'un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines.

Ce Comité est une instance de réflexion, d'échange stratégique et de concertation sur les sujets transverses du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion à et l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets Groupe d'investissement ou de désinvestissement dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Afin de renforcer encore l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif créé par le Président-Directeur Général

examine de manière approfondie les projets ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, avant décision finale du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte huit membres et un Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.2 (« Comité exécutif »).

L'organisation de la Direction Générale est complétée par un Comité de Direction qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société.

16.4 Commission Éthique & Déontologie du Groupe

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique a conduit en 2012 à l'élaboration concertée et à l'adoption de la charte éthique Groupe (ci-après « la Charte »), par le Comité de Direction du Groupe et le Conseil d'administration d'EDF.

Cette Charte complète les lois, règles et conventions nationales et internationales en rappelant les valeurs, les principales actions et les règles de conduite qui conditionnent la vie au travail dans chacune des sociétés et pour chacun des salariés du Groupe.

Conformément à la Charte, tout salarié du Groupe peut exercer son droit d'alerte, confidentiel et sans risques, vis-à-vis de son manager, ou d'un interlocuteur éthique dédié dans l'Unité ou la Société concernée. En dernier recours, le salarié peut s'adresser à la Commission Éthique & Déontologie Groupe (ci-après « la Commission »), organisme créé en 2013.

La Commission a pour missions :

- de s'assurer qu'un examen et un traitement appropriés sont réalisés pour tout incident, signalé ou constaté, de conduite ou d'attitude contraire aux dispositions de la Charte, dans le respect constant des règles du Groupe et des lois nationales en vigueur ;
- de conseiller et assister la Direction du Groupe sur toute question relative à l'application et à la mise en œuvre de la Charte ;
- et d'assurer la promotion, l'actualisation et le développement de cette Charte.

La Commission est constituée :

- d'un président, nommé par le Président-Directeur Général d'EDF pour un mandat de cinq ans non renouvelable ;
- de cinq membres votants, managers du Groupe, nommés par le Secrétaire Général d'EDF sur proposition du Président, pour un mandat de trois ans renouvelable une fois ;
- de trois membres consultatifs, non votants (le Directeur des Ressources Humaines Groupe, le Directeur du Contrôle des Risques Groupe et le Directeur Juridique).

La composition de la Commission respecte la parité de sexe et d'origine géographique (France/hors France) parmi les membres délibératifs.

Auprès du Président de la Commission, le Secrétaire (Délégué Éthique et déontologie d'EDF) assure l'instruction des alertes.

Le Président de la Commission rapporte chaque année sur son activité au Comité de Direction du Groupe et au Comité d'éthique du Conseil d'administration.

Lors de sa première séance, le 30 octobre 2013, la Commission a adopté ses règles de fonctionnement et formulé deux avis, le premier sur la nature juridique des recommandations de la Charte et le second, sur la liberté d'expression des salariés au regard de la Charte.

16.5 Code de déontologie boursière

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce Code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant desquelles les initiés

permanents ainsi que le personnel du Groupe ayant une connaissance précise des comptes de la Société avant leur publication doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.

Le Code rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations effectuées sur les titres EDF (voir section 17.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »)).

16.6 Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Président du Conseil d'administration doit rendre compte, dans un rapport joint au rapport de gestion, de la composition, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société. Ce rapport est reproduit en annexe A du présent document de référence.

Le rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière est reproduit en annexe B.



17 Salariés – Ressources Humaines

17.1	Emploi et développement des compétences	256
17.1.1	Effectifs du Groupe	256
17.1.2	Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcées	257
17.1.3	Une dynamique de recrutement confirmée en 2013 en France	257
17.1.4	La formation et le développement des compétences : des priorités pour le Groupe	259
17.1.5	La gestion de carrière	261
17.2	Protection de la santé et de la sécurité	261
17.2.1	Les conditions de santé et de sécurité au travail	261
17.2.2	Dialogue social et santé au travail	263
17.2.3	Organisation et qualité de vie au travail	263
17.3	Rémunération et protection sociale	264
17.3.1	Une politique de rémunération globale juste et compétitive	264
17.3.2	Politique de protection sociale	266
17.4	Les autres engagements sociaux	267
17.4.1	Sous-traitance responsable	267
17.4.2	Contribuer au développement des territoires par l’insertion professionnelle	268
17.4.3	Droits humains	269
17.4.4	Diversité	269
17.4.5	Anticipation et gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations	271
17.4.6	Dialogue social	271
17.5	Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants	272
17.5.1	Participation des administrateurs	272
17.5.2	Opérations réalisées sur les titres de la Société	273

Les dimensions sociales et humaines sont des piliers de la stratégie du groupe EDF, au même titre que ses ambitions financières, économiques et industrielles. Ce soutien à la stratégie est traduit au travers d'un projet humain ambitieux, « Vision RH 2020 », qui a commencé à se déployer, et ce, jusqu'à l'horizon 2020. Ce projet est l'expression du modèle d'employeur du groupe EDF et constitue un cadre de référence pour l'ensemble des entreprises du Groupe. Il s'est construit autour des quatre grandes orientations suivantes :

- des femmes et des hommes acteurs clés de la performance du Groupe ;
- un employeur référent en termes d'engagement des salariés et de performance sociale ;
- un ancrage local, un profil international ;
- un accompagnement des transformations qui conjugue agilité et responsabilité.

Le modèle d'employeur que le groupe EDF a choisi d'incarner aspire à mettre l'humain au cœur du projet industriel et à relancer l'ascenseur social par une politique de recrutement et de formation dynamique, à construire un groupe intégré, en France et à l'international, sur un socle social existant et solide, à être une référence en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et facilitant l'échange de bonnes pratiques, réels leviers de l'engagement de tous pour une performance durable. En appui de ce modèle d'employeur, le pilotage et l'animation de la filière RH sont

réalisés au niveau Groupe notamment à travers un Comité de pilotage des Ressources Humaines du Groupe (*HR Steering Committee*).

Dans ce contexte, le groupe EDF souhaite conforter sa position d'employeur de référence, dans des domaines prioritaires comme le recrutement, la formation, la santé-sécurité ou la protection sociale des salariés, et développer l'exemplarité en matière de diversité et de lutte contre les discriminations, par la sensibilisation de tous et par la formation des managers.

Ce modèle se concrétise aussi au travers de trois engagements pris en termes de responsabilité d'employeurs parmi les onze engagements à respecter par les entreprises du Groupe en qualité d'entreprise responsable :

- maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ;
- réduire résolument les accidents de travail de ses salariés et des sous-traitants ;
- ne tolérer aucune violation des droits de l'homme, fraude ou corruption, pour toutes les sociétés d'EDF et pour leurs fournisseurs.

Ces engagements sont systématiquement associés à des objectifs chiffrés et mesurables et développés *infra*, dans les différents domaines concernés : emploi et développement des compétences, santé et sécurité, diversité et respect des droits humains.

17.1 Emploi et développement des compétences

17.1.1 Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 158 467 personnes au 31 décembre 2013, dont 109 754 pour EDF et ERDF¹ et 48 713 pour les autres filiales et participations du Groupe qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs du Groupe en France (part du Groupe pour les filiales en France) au cours des trois derniers exercices :

	2013	2012	2011
EDF – domaine non régulé :	71 088	69 122	67 184
Production et Ingénierie	40 268	38 417	36 569
Commerce	11 731	11 685	11 633
Fonctions centrales	11 475	11 559	11 624
Systèmes Énergétiques Insulaires	3 086	3 177	3 183
CDI et CDD non statutaires	4 528	4 284	4 175
ERDF – domaine régulé	38 666	38 211	36 770
Autres filiales France :	19 738	21 995	23 312
Électricité de Strasbourg, Tiru, EDF EN, SOCODEI, CHAM, EDF PEI, EDF Optimal Solutions (en 2012 et 2013)	6 682	6 031	5 331
Dalkia International	13 056	15 964	17 981
TOTAL FRANCE	129 492	129 328	127 266

1. Les effectifs d'EDF et ERDF incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et d'ERDF. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (34 859) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (3 807) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 76/24.

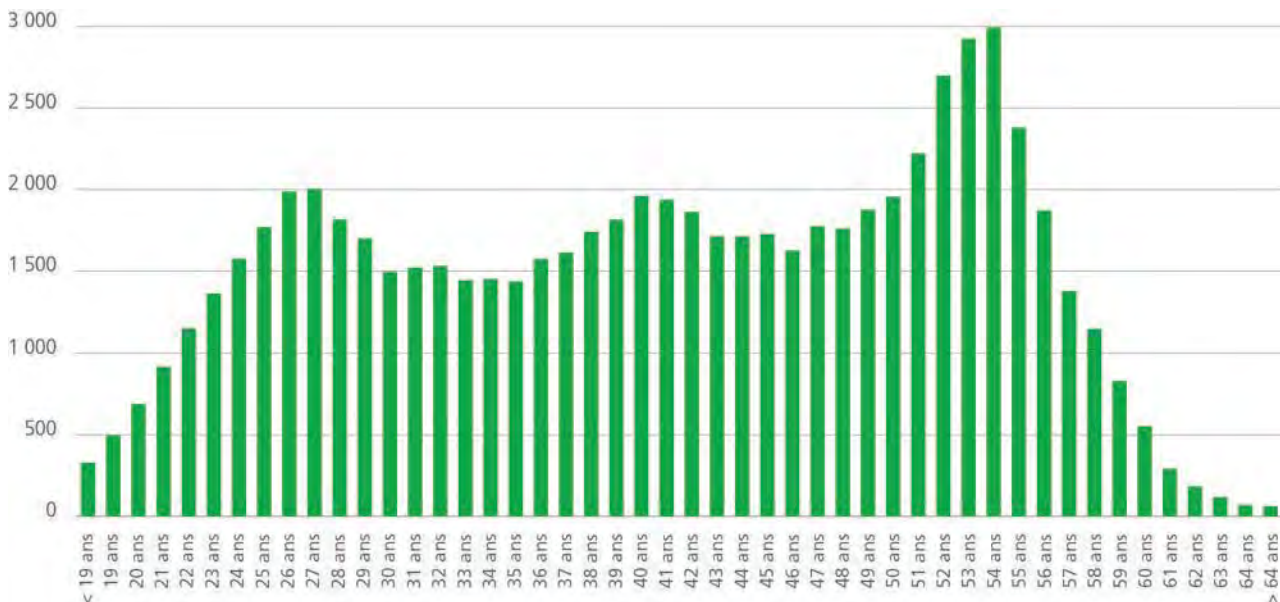
Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

	2013	2012	2011
EDF Energy (Royaume-Uni)	15 162	15 153	15 536
EDF Trading (Royaume-Uni)	1 028	1 025	904
Edison (Italie) ⁽¹⁾	3 240	3 248	1 843
Autres filiales étrangères :	9 545	10 986	10 619
Europe de l'Est	4 699	6 015	5 606
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	3 350	3 450	3 518
Asie-Pacifique	74	75	75
Amériques	1 422	1 446	1 420
TOTAL INTERNATIONAL	28 975	30 412	28 902

(1) Edison est consolidé à 100 % depuis le 1^{er} juin 2012.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges d'EDF au 31 décembre 2013 :



17.1.2 Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcées

Le contexte interne et externe à EDF est marqué, depuis plusieurs années, par de fortes évolutions de natures multiples : démographiques, réglementaires, technologiques, sociétales, etc. L'entreprise a donc souhaité se doter d'un dispositif plus agile pour anticiper et développer ses besoins en termes d'emplois et de compétences afin de répondre à ses enjeux stratégiques, ce qui l'a conduite, notamment, à signer en 2013 un accord relatif à la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (« GPEC ») pour la période 2013-2015.

Dans la droite ligne de cet accord GPEC, et pour la première fois en 2013, les perspectives d'emploi pour les trois années à venir des métiers de la production, de l'ingénierie ainsi que des métiers de distribution dans les

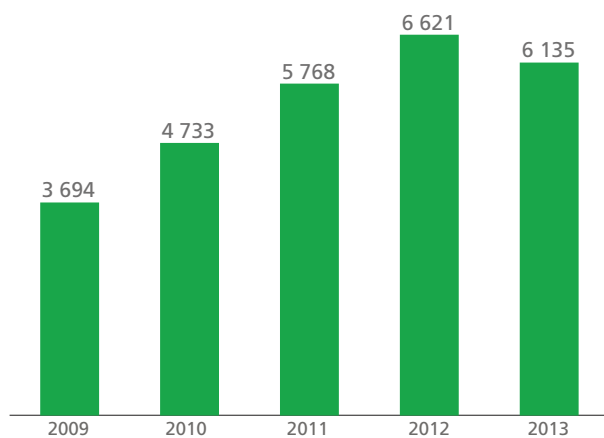
zones insulaires ont été présentées en Comité central d'entreprise, illustrant ainsi l'engagement de l'entreprise dans l'élargissement du dialogue social sur les perspectives de l'emploi à moyen terme.

Par ailleurs, EDF a lancé en 2013 le projet « Horizon Compétences » dont l'objectif est d'harmoniser et d'optimiser les démarches de GPEC déjà existantes au sein de l'entreprise.

17.1.3 Une dynamique de recrutement confirmée en 2013 en France

Pour relever les défis actuels et à venir auxquels le groupe EDF en France est confronté en matière d'emploi, il s'est engagé depuis plusieurs années dans une dynamique ambitieuse de recrutements. Ce sont près de 27 000 recrutements qui ont été réalisés au sein d'EDF et ERDF en cinq ans.

Recrutements à EDF et ERDF depuis 2009



Ces défis sont :

- la reprise des investissements industriels dans l'ensemble des secteurs de production et d'ingénierie (voir section 6.6.2.2.1 (« La sûreté nucléaire »)) :
 - le nucléaire existant avec l'objectif de prolongation de la durée de fonctionnement des centrales,
 - le nucléaire neuf avec l'avancement des projets relatifs à la préparation de renouvellement du parc,
 - le thermique à flamme avec la mise en place de nouveaux moyens de production et l'arrêt de certains sites ;
- des départs à la retraite qui se maintiennent à un niveau important (3,4 % des effectifs en 2013), dont une part importante dans les métiers de maintenance et d'exploitation dans les activités de production, d'ingénierie et de distribution ;
- l'évolution des métiers, en lien avec les enjeux technologiques, économiques, environnementaux du secteur de l'énergie, et avec les ambitions de développement du groupe EDF, en France et à l'international.

Ces défis nécessitent une adaptation ainsi qu'une anticipation de ces évolutions notamment par le renouvellement des effectifs pour combler la perte prévisible de compétences (départs à la retraite), par leur augmentation et par l'acquisition de nouvelles compétences.

EDF et ERDF ont recruté plus de 6 000 personnes en 2013. Cette dynamique, impulsée depuis 2010, va se poursuivre en 2014. À compter de 2015, les besoins de renouvellement de compétences devraient se stabiliser. Le niveau d'embauches en 2013 aura permis de créer plus de 2 500 emplois nets.

Les recrutements concernent tous les métiers techniques du Groupe ; ils sont les plus nombreux dans les domaines de l'ingénierie, de la production et de la distribution d'électricité, ainsi que dans les activités commerciales et de recherche et développement. Le niveau bac + 2/3 représente 45 % des recrutements, le reste se répartissant à parts égales entre les niveaux bac + 5 et bac. Les nouveaux embauchés sont surtout des jeunes diplômés (environ 65 % du volume global), mais EDF recrute aussi des profils plus expérimentés.

Les métiers d'appel sont, notamment : agent et technicien d'exploitation, technicien de maintenance/ingénieur en électricité, mécanique, chaudronnerie-robinetterie, automatismes, conseiller clientèle. Plus qu'ailleurs au sein du Groupe, les métiers de la production et de l'ingénierie courent un risque de perte de compétences clés compte tenu des niveaux importants de départs à la retraite. Ce risque est identifié depuis plusieurs années et fait l'objet d'un dialogue social suivi. Le volume des embauches permet d'assurer un taux de remplacement d'au moins 140 % sur la période 2013-2015, conformément aux termes du récent accord sur le dialogue social de la Division Production Ingénierie d'EDF. Dans un tel contexte, la transmission

des savoir-faire entre les générations est un enjeu majeur. Il doit permettre de maintenir et d'améliorer le niveau des compétences dans la durée.

Le domaine du nucléaire reste ainsi le principal recruteur avec plus de 2 000 recrutements en 2013. Le thermique à flamme quant à lui a embauché une centaine de collaborateurs et l'hydraulique plus de 300, sans oublier les métiers d'appui à la production industrielle (324). Ces données sont à rapprocher des départs à la retraite, qui se maintiennent à un niveau élevé depuis plusieurs années : 1 329 collaborateurs expérimentés ont quitté la Direction Production Ingénierie en 2013.

Afin d'organiser de manière efficace la transmission des compétences entre ces générations, des programmes d'actions sont mis en place tels que « Manioc » ou « Racines » dans l'ingénierie. Sur fond de solidarité intergénérationnelle, ces programmes ont plusieurs objectifs : proposer aux salariés des outils de partage et de transmission des savoirs, valoriser les connaissances spécifiques de chaque génération et l'expérience de chacun.

Le Groupe EDF est un employeur attractif

Dans ce contexte de forts recrutements, l'attractivité d'EDF reste un enjeu majeur. Pour cela, le Groupe a poursuivi en 2013 ses actions de promotion du Groupe et de ses métiers et a engagé de nouvelles initiatives dans le but de consolider la marque employeur en France comme à l'étranger.

EDF attire les jeunes diplômés, qui représentent 70 % de ses recrutements cadres. Cette année, le Groupe se positionne en tête des classements des futurs ingénieurs, atteignant la 1^{re} place dans le palmarès de TNS Sofres, la 5^e place pour Universum (+ 1 place par rapport à 2012) et la 4^e place pour Trendence. EDF a également reçu un Prix spécial pour la plus forte progression auprès des étudiants d'écoles de commerce. Il est par ailleurs le premier employeur des *Randstad Awards 2012* pour le secteur de l'énergie.

Parmi les actions qui ont été menées, EDF a renforcé la dynamique numérique engagée autour du site de recrutement www.edfrecrute.com avec près de 4 millions de visites (+ 25 % par rapport à 2012) et 600 000 candidatures déposées en ligne en 2013 (+ 20 % par rapport à 2012), ainsi que sa présence sur les réseaux sociaux. Ce site employeur se classe en 5^e position dans le palmarès publié par PotentialPark. Après avoir rendu accessibles toutes ses offres d'emploi sur Twitter et sur la page Facebook d'EDF, le Groupe a renforcé sa visibilité sur *smartphone*, et une page LinkedIn dédiée a été créée sur laquelle sont publiées en permanence 25 offres d'emploi très ciblées. EDF a par ailleurs décidé en 2013 d'élargir ses supports de communication et d'accompagner Pôle Emploi dans sa mission de service public et dans son objectif d'amélioration de la transparence du marché de l'emploi.

EDF assure également un travail de fond auprès des Écoles et Universités cibles et développe ses partenariats principalement avec des écoles d'ingénieurs, notamment au travers d'*EDF Graduates network*. EDF se mobilise aussi pour faire connaître et rendre attractifs ses métiers auprès des lycéens et étudiants, et en particulier auprès des femmes, afin de leur faire mieux connaître les métiers du Groupe, notamment dans le domaine technique. L'entreprise s'engage ainsi auprès d'associations comme « Elles bougent », qui fait la promotion des carrières techniques et scientifiques auprès des jeunes lycéennes et étudiantes, ou « WIN France » avec laquelle elle organise le prix Fem'Energy qui valorise et récompense chaque année les parcours de jeunes étudiantes ou de femmes en activité dans les métiers du nucléaire.

En 2013, le groupe EDF a participé à 43 forums et salons en France ainsi qu'à plusieurs forums à l'international (Bruxelles, Londres, Milan et Madrid). EDF a réalisé sa 7^e édition d'*Energy Day*, où 400 collaborateurs ont accueilli plus de 2 000 étudiants en recherche de stages ou d'emplois.

Une intégration des nouveaux salariés organisée et renforcée

Dans un contexte de fort renouvellement de compétences sur un marché de l'emploi concurrentiel, l'intégration et la fidélisation des nouveaux embauchés sont essentielles pour le groupe EDF. Une démarche commune d'intégration a donc été initiée au niveau Groupe par la mise en place d'outils

communs complétés, pour les cadres ayant trois à quatre ans d'ancienneté, par deux jours d'intégration Groupe portant sur les enjeux stratégiques : « 2days2gether ». En France, le programme d'intégration est organisé sur quatre ans : intégration dans l'unité, puis au niveau du métier (notamment via les Académies des métiers), suivie d'une intégration régionale et transmétier pour favoriser l'ouverture sur d'autres environnements professionnels, et enfin une intégration internationale pour les cadres.

17.1.4 La formation et le développement des compétences : des priorités pour le Groupe

Les enjeux du Groupe en matière de formation s'articulent autour de 3 dimensions :

- anticiper et accompagner les évolutions des métiers du groupe EDF ;
- faire de la formation un vecteur de performance du Groupe ;
- préparer et accompagner l'évolution du salarié dans ses missions actuelles et futures, et favoriser sa mobilité et sa capacité à prendre un nouvel emploi.

Le groupe EDF investit ainsi de façon importante pour le développement des compétences de ses collaborateurs : en 2013, 85 % des salariés du Groupe ont suivi au moins une formation dans l'année, pour une durée moyenne de 64 heures. L'accès de tous, tout au long de la carrière, à une offre de formation est un engagement du Groupe au titre de sa responsabilité d'entreprise, avec un objectif d'accès de 75 % des salariés à au moins une action de formation chaque année.

Le Groupe a consacré en 2013 un budget important de 630 millions d'euros à la formation de ses salariés. EDF s'appuie pour la mise en œuvre des programmes de formation sur un réseau de 35 campus métiers ou sites de formations et sur près de 1 300 formateurs et concepteurs de formation en France.

En complément des sites physiques de formation, EDF investit également dans les modalités d'apprentissage à distance : *e-learning*, *serious games*¹, simulateurs virtuels.

Le fort besoin de renouvellement des compétences conduit EDF à agir sur plusieurs leviers :

- être présent dès la formation initiale, grâce à des partenariats avec les grandes écoles et les universités, en France comme à l'international (création d'un *Master Nuclear Energy* en anglais, 12 chaires de recherche universitaire) ;
- assurer l'intégration et accompagner la prise de poste pour les nouveaux entrants avec une formation adaptée aux métiers spécifiques du Groupe (comme c'est le cas pour la conduite des installations nucléaires, qui nécessite deux à trois ans de formation) ;
- dispenser des cursus de formation continue tout au long du parcours professionnel pour se perfectionner, approfondir ou élargir son portefeuille de compétences (évolution du métier, maîtrise des nouveaux outils...);
- développer les démarches de transmission des compétences, notamment des plus expérimentés partant en retraite vers les collaborateurs plus jeunes.

En France, l'accord Défi Formation, signé en 2010 à l'unanimité des organisations syndicales représentatives au périmètre des sociétés EDF, ERDF et RTE, contribue depuis sa signature à apporter un nouveau souffle à la politique de formation du Groupe.

Afin d'anticiper et d'accompagner les évolutions des métiers et faire de la formation un vecteur de performance, le groupe EDF s'est notamment doté de 14 académies des métiers techniques et transverses et d'une Université Groupe du Management (« UGM »), qui incarnent l'ambition du groupe EDF en matière de développement, renouvellement et création des compétences.

Chaque académie des métiers est un espace de construction des offres de professionnalisation répondant au mieux aux besoins des métiers présents et à venir.

L'UGM, créée en 2010, est destinée à former les 12 000 managers du Groupe. Elle figure parmi les 17 universités d'entreprise de grands groupes mondiaux bénéficiant de l'accréditation internationale CLIP (*Corporate Learning Improvement Process*), ce qui la place parmi les meilleures universités d'entreprises.

L'UGM contribue à l'intégration et à l'internationalisation du groupe EDF. Elle permet de développer les compétences des managers du Groupe en matière de *leadership*, *management*, conduite du changement et pensée stratégique au moyen de formations éprouvées et des outils pédagogiques modernes (*e-learning*, *coaching*, mentorat). Aujourd'hui, l'UGM professionnalise des managers de pratiquement toutes les zones géographiques où le Groupe est implanté : Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Italie, France et Europe centrale.

En 2013, l'UGM a élargi les accès à la plate-forme *e-learning* du Groupe avec 14 500 salariés français, hongrois, italiens, belges, polonais, chinois, etc. habilités (dont les 12 000 managers du Groupe). En 2013, cette plateforme a permis de délivrer plus de 9 000 heures de formation (soit une augmentation de plus de 230 % par rapport à 2012). Au-delà de l'*e-learning*, l'UGM propose 40 cursus et a formé 1 530 managers en 2013. Conformément aux objectifs poursuivis par le Groupe, de nouveaux dispositifs de formations ont été élaborés avec la Direction Asie-Pacifique et Edison. L'UGM propose également des programmes à destination des talents et des dirigeants du Groupe. En 2013, au moins 140 dirigeants et 360 talents ont bénéficié de ces formations.

Les formations promotionnelles assurent la relance de l'ascenseur social à tous les niveaux

Véritables leviers de performance, des passerelles originales, qui sont de réels accélérateurs de carrière, ont été créées pour aider les salariés à progresser en passant d'agent d'exécution à agent de maîtrise, puis à cadre. Elles favorisent la construction des parcours professionnels et renforcent l'attractivité d'EDF.

Plus de 40 % des 35 000 cadres actuels du groupe EDF en France (EDF, ERDF) sont devenus cadres au cours de leur parcours professionnel. L'accord Défi Formation permet de dynamiser la promotion sociale par la formation au travers de plusieurs actions :

- un accompagnement des salariés facilitant leur prise de poste dans un collège supérieur (Pass cadre et Pass maîtrise). Ces formations ont bénéficié à plus de 1 700 salariés du Groupe depuis 2010 ;
- la promotion de dispositifs de formation de longue durée (2 à 4 ans), diplômants :
 - des dispositifs (Cap Initiative Cadre, Cap Initiative Maîtrise) permettant de promouvoir l'égalité des chances et la diversité au sein du Groupe,
 - un dispositif de formation (Cap Exécution Cadre) avec l'institut Vaucanson et le Conservatoire national des arts et métiers (« CNAM »), en cours d'expérimentation et destiné à accompagner des salariés occupant des postes en exécution vers des postes de responsabilité de cadre.

Depuis 2011, l'ensemble de ces dispositifs de formations permettant d'accélérer les carrières a concerné plus de 400 salariés.

1. Logiciel qui combine une intention « sérieuse » – de type pédagogique, informative, ou d'entraînement – avec des ressorts ludiques.

Les campus du Groupe au service de la formation des salariés

Le Groupe dispose d'un réseau de campus comprenant 35 sites, dont un au Royaume-Uni :

- trois campus « corporate » ouverts à toutes les directions et sociétés du Groupe, installés aux Mureaux, à Chatou et à Lyon ;
- des campus « métiers » dédiés à la formation aux activités de la production et de la distribution d'électricité ;
- un campus en cours d'aménagement au Royaume-Uni, qui ouvrira en 2014 sur le site de Cannington, près de Bristol, à proximité de la future centrale EPR de Hinkley Point.

L'actuel campus des Mureaux sera transféré en 2016 sur le nouveau site EDF à Saclay. Avec un investissement de plus de 380 millions d'euros, ce site réunira en un même lieu le futur Campus groupe EDF et son nouveau centre de Recherche et Développement EDF Lab. Le site sera un outil privilégié d'intégration et de rencontres pour les 160 000 salariés du Groupe, de l'apprenti au manager, de tous métiers et de toutes nationalités, favorisant le développement d'une culture commune. Il accueillera un effectif permanent de près de 1 500 chercheurs, et 20 000 stagiaires.

Sa proximité avec le nouveau centre de Recherche et Développement d'EDF favorisera les synergies entre innovation et compétences et entre recherche et formation, et bénéficiera des dernières innovations technologiques en matière pédagogique. Il accueillera ainsi des formations techniques lourdes qui pourront s'appuyer sur des équipements spécifiques aux métiers d'EDF :

- un simulateur de conduite de centrale de nouvelle génération et des chantiers-écoles pour les formations à la production ;
- des simulateurs de conduite et d'exploitation et des réseaux pédagogiques aériens et souterrains pour les formations à la distribution d'électricité.

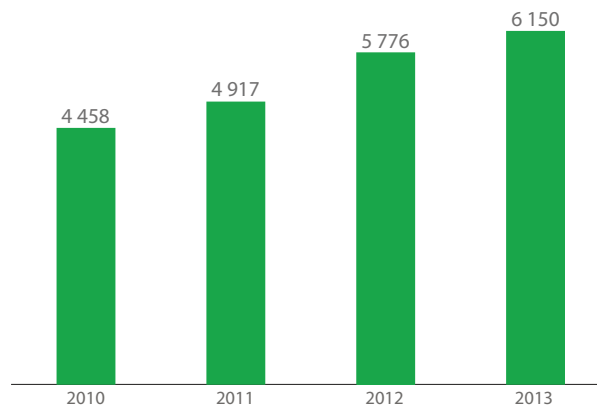
L'alternance : un engagement sociétal et un levier de recrutement

L'engagement d'EDF dans le domaine de l'alternance est ancien. Dès le début des années 1990, EDF s'est doté d'un centre de formation d'apprentis (« CFA ») destiné à dynamiser l'apprentissage dans l'entreprise.

Deux raisons majeures président au développement de l'alternance au sein du Groupe :

- alors qu'il faut remplacer massivement des salariés qui partiront à la retraite d'ici 2020, l'alternance est un levier essentiel de recrutement pour le Groupe en France, une filière d'excellence, qui favorise la transmission des compétences et la diversité des expériences et des origines ;
- l'alternance est également un moyen pour le Groupe d'affirmer, au-delà de ses besoins de recrutement, son engagement sociétal fort en faveur de la qualification et de l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi (pour plus de précisions, voir la section 17.4.2 (« Contribuer au développement des territoires par l'insertion professionnelle » – « L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle »)).

Évolution du nombre d'alternants en formation à EDF et ERDF depuis 2010



En France, les objectifs qu'EDF s'était fixés dans l'accord Défi Formation de 2010 sont globalement atteints :

- EDF et ERDF comptent aujourd'hui plus de 6 000 alternants sous contrat (soit 5,9 % de l'effectif, en progression de plus de 35 % sur les trois dernières années) et plus de 6 800 dans le monde ;
- une part significative des embauches en CDI est réservée aux alternants (28 % dans les collèges maîtrise et exécution et 11 % pour le collège cadre) ;
- le Groupe s'attache à proposer des offres d'alternance à tous les niveaux de qualification, du CAP (certificat d'aptitude professionnelle) au bac + 5 (pour plus de précisions, voir la section 17.4.2 (« Contribuer au développement des territoires par l'insertion professionnelle » – « L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle »)).

Les alternants sont accueillis sur tous les métiers du Groupe. La majorité d'entre eux se forment aux activités de la production, de la distribution et de la relation clients.

Près de 5 000 tuteurs, qualifiés et formés conformément au « référentiel mission tutorale Groupe », sont mobilisés pour accompagner les alternants, dont l'accueil et l'intégration font par ailleurs l'objet de mesures spécifiques, notamment une rémunération, une aide au transport ou au logement plus favorables que les dispositions minimales légales.

Le groupe EDF est vigilant sur la qualité des formations suivies par ses alternants. Des référentiels « métier/diplôme », sont élaborés avec les écoles, afin de définir, pour les principaux diplômes préparés, les activités professionnelles qui doivent être proposées au sein du Groupe pour que les alternants réussissent leur formation. Il s'est par ailleurs doté d'un CFA spécifique à ses métiers. Basé en Île-de-France, il permet à la fois de piloter directement la qualité des formations suivies par près de 200 alternants et de développer une forte proximité avec le monde de l'enseignement. L'alternance doit être une voie facilitant l'insertion professionnelle, et le Groupe s'en assure en suivant ses alternants après la fin de leur contrat (voir la section 17.4.2 (« Contribuer au développement des territoires par l'insertion professionnelle » – « L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle »)).

17.1.5 La gestion de carrière

La gestion des talents et des dirigeants

Le groupe EDF a développé un système d'identification des talents qui fait référence. Une politique Groupe a été adoptée en 2011 et est déployée dans l'ensemble du Groupe.

Par ailleurs, la gestion des parcours de Dirigeants est organisée sous le contrôle du Groupe. Des *people review* par métier et par zone sont organisées afin de s'assurer de l'évolution de carrière des dirigeants et de leur nomination dans des postes appropriés. Des instances de pilotages ont été créées, comme le Comité des dirigeants, qui rassemble les membres du Comité exécutif et dans lequel sont présentées les principales nominations, les principes de rémunération et les programmes de développement.

La gestion des parcours professionnels des salariés

Les entretiens annuels dont ont bénéficié 73 %¹ des salariés du Groupe en 2013 permettent au salarié d'échanger avec son manager sur son projet professionnel et ses besoins de formation.

En complément, pour les salariés du Groupe, l'entreprise poursuit ses actions avec deux axes majeurs :

- faciliter l'accès à l'information sur les métiers et les parcours ;
- mettre en œuvre les moyens pour accompagner le salarié sur son projet.

En France, ces axes sont mis en œuvre à travers plusieurs actions : le site « Mon parcours professionnel », enrichi de nouveaux outils en 2013, les entretiens liés à l'évolution professionnelle, l'accompagnement personnalisé sur un projet professionnel grâce à des conseillers « parcours professionnels ». Une communauté, lancée en 2013, leur est dédiée, ouverte aux sociétés du Groupe à l'international (Edison, EDF Polska, EDF Energy, EDF Luminus).

La gestion des âges

En France, l'allongement des carrières représente un véritable enjeu pour le groupe EDF, notamment en matière de motivation et de fidélisation des salariés plus âgés. La problématique observée – d'une part, l'arrivée massive de jeunes et, d'autre part, des salariés qui se positionnent de plus en plus sur une perspective de carrière au-delà de 60 ans, et qui réalisent aujourd'hui

encore l'intégralité de leur carrière au sein d'EDF – a conduit à la mise en place de dispositions en matière de *management* des âges :

- réactivation des démarches d'accueil des nouveaux arrivants et des actions d'intégration des nouveaux embauchés ;
- travail sur l'intégration des apprentis et sur le tutorat ;
- travail sur les parcours professionnels et la GPEC ;
- mise en place des entretiens de mi-carrière avec formation des représentants de la filière ressources humaines et sensibilisation des salariés ;
- travail sur les populations au travers de plans d'action successifs.

Ainsi, en 2013 deux grandes actions complémentaires et coordonnées ont été déployées.

D'une part, le projet « *management* des âges » qui avait été initié en 2012 avec tous les métiers d'EDF. À terme, il s'agit de faire évoluer les représentations culturelles, les pratiques en ressources humaines et managériales en lien avec les fondamentaux de la démarche Diversité.

Plusieurs actions ont été réalisées en 2013 :

- une démarche et des outils d'analyse de démographie du travail inspirés de la démarche « tempo » (Travail emploi population) de l'Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail (« ANACT ») ;
- des dispositifs de formation ou d'apprentissage adaptés à tous les âges et favorables à la transmission des savoirs et compétences entre les générations (tutorat, compagnonnage, communautés de savoirs ou de pratiques, *reverse mentoring*...) ;
- des actions de sensibilisation telles qu'un *serious game* « *management* des âges » avec le CNAM et d'autres entreprises. Ce *serious game* s'inscrit dans une série dédiée à la Responsabilité Sociale des Entreprises sur des thèmes comme le handicap, l'égalité professionnelle et la diversité culturelle ;
- des actions permettant de faire le lien entre l'allongement de la durée de vie au travail et la préservation du capital santé des salariés tout au long de leur carrière.

D'autre part, un plan d'action « Contrat de génération 2013-2015 » a été élaboré en concertation avec 88 sociétés du groupe EDF en France. Au travers de ce plan d'action ambitieux, le Groupe en France s'engage d'ici fin 2015, à recruter 10 000 jeunes en CDI de 28 ans et moins en 3 ans et 300 salariés de plus de 50 ans, et maintenir dans l'emploi 13 000 salariés de 55 ans et plus.

17.2 Protection de la santé et de la sécurité

17.2.1 Les conditions de santé et de sécurité au travail

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur pour l'entreprise. Un haut niveau d'exigence en matière de santé-sécurité est indispensable à l'exercice de sa responsabilité sociale, vis-à-vis de ses salariés et de ceux de ses prestataires.

Depuis 2008, six indicateurs communs en santé et sécurité sont partagés par l'ensemble des sociétés du Groupe. Les résultats font l'objet d'une information du Comité de Groupe France.

À l'échelle du Groupe, une revue des résultats santé-sécurité est présentée annuellement au Comité exécutif d'EDF pour analyse et débat.

En 2013, le Groupe a franchi une nouvelle étape

Une politique de santé et sécurité pour le Groupe a été décidée par le Président-Directeur Général fin 2013. Avec cette politique, l'ambition est de permettre aux équipes de réaliser leur mission dans les meilleures conditions de travail et de vie au travail, avec comme cible zéro accident et zéro impact sur la santé.

Cette politique se décline autour de quatre principes : responsabilisation, engagement des acteurs, amélioration continue et partage.

1. N'intègre pas le périmètre Dalkia International.

Le pilotage du déploiement de la politique sera fondé sur un suivi et un contrôle régulier des résultats :

- des objectifs chiffrés concernant l'accidentologie et l'absentéisme (cf. infra) ;
- chaque société sera responsable de la mise en œuvre, à son niveau, de cette politique et un dispositif de contrôle sera organisé au niveau Groupe ;
- une revue annuelle Groupe sera présentée au Comité exécutif, qui examinera également les résultats trimestriels relatifs au nombre d'accidents mortels, au taux de fréquence des accidents du travail, au nombre de salariés déclarant une maladie professionnelle, au nombre de jours d'absence pour raison de santé et à la perception des salariés en matière de santé-sécurité, conditions de travail, bien-être¹ via l'enquête interne d'engagement « My EDF » ;
- les dirigeants seront responsabilisés sur ces résultats au travers d'un indicateur de performance sociale pris en compte dans la détermination de la rémunération variable.

(Données Groupe)

	2013	2012	2011	2010
Taux de fréquence Groupe	3,1	3,8	3,9	4,5

Concernant le taux de gravité (nombre de jours d'arrêt suite à des accidents du travail par milliers d'heures travaillées²), EDF se situe pour 2013 à 0,16, à comparer à 0,16 en 2012, 0,14 en 2011 et 0,16 en 2010.

(Données Groupe)

	2013	2012
Taux de gravité Groupe	0,16	0,16

Le développement d'un dispositif de partage au niveau du Groupe des causes du risque de chute de hauteur, du risque électrique et du risque routier, ainsi que la diffusion d'outils de prévention des accidents fréquents, ont contribué pour partie à l'amélioration des résultats.

Tout accident mortel fait l'objet d'une déclaration immédiate au Président-Directeur Général et d'une analyse approfondie qui est présentée systématiquement au Comité exécutif depuis 2014.

Une baisse régulière des accidents mortels est observée depuis 2011 :

(Données Groupe)

	2013	2012	2011	2010
Nombre d'accidents mortels ⁽¹⁾	13	21	27	26

(1) Le nombre d'accidents mortels intègre les accidents mortels de salariés et sous-traitants au-delà des accidents mortels au travail, ceux survenus sur le trajet.

L'adoption, en 2014, d'un corpus de règles « qui sauvent la vie », dans toutes les sociétés et métiers du Groupe, sera un levier important pour renforcer les actions de prévention sur le terrain.

Pour continuer à développer la culture Sécurité, les initiatives suivantes ont été prises ou poursuivies en 2013 : mise à disposition des managers d'un outil de formation *e-learning* conçu par l'INRS, diffusion de retours d'expérience vidéo suite à des accidents graves (Royaume-Uni, Pologne), création de communautés dédiées 2.0 (exemple : Communauté Médecins...), diffusion d'un message « sécurité » au début des réunions... Enfin, EDF en créant sa « Semaine Santé Sécurité du Groupe » a renforcé son appropriation de la campagne développée par l'Agence européenne de la santé et de la sécurité (OSHA Week). Ainsi, en 2013, le thème relatif au « développement de la coopération pour renforcer la prévention » a mobilisé plus de 40 000 salariés.

(Données Groupe)

	2013	2012
Nombre de jours d'absence pour raison de santé par salarié du Groupe et par an ⁽¹⁾	8,8	9

(1) Le nombre de jours d'absence pour raison de santé Groupe par salarié du Groupe et par an intègre les maladies et les longues maladies.

Diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail d'ici 2017

Dans le cadre de cette politique Groupe, EDF s'est engagé à diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail de ses salariés d'ici 2017 (engagement RE).

L'effort de prévention et de formation entrepris depuis dix ans avait déjà permis de réduire fortement le nombre d'accidents du travail avec arrêt au sein d'EDF et dans les sociétés du Groupe. Le Groupe enregistre ainsi une amélioration progressive du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées), qui est passé de 4,5 en 2010 à 3,1 en 2013.

La politique santé et sécurité Groupe prévoit d'améliorer les résultats en termes d'absentéisme pour raison de santé

Le Groupe s'est fixé pour objectif de réduire à 8 le nombre de jours d'absence pour raison de santé par an et par salarié, d'ici fin 2015. Parmi les axes de travail retenus, la prévention du stress et des troubles musculo-squelettiques feront l'objet d'initiatives de niveau Groupe en 2014 et 2015.

1. Liste des indicateurs et objectifs en annexe.

2. Les jours d'arrêt sont rapportés à l'année où ils sont pris même si l'accident a eu lieu l'année précédente.

Les maladies professionnelles

Les données annuelles publiées par les sociétés françaises du Groupe (en particulier EDF et ERDF) mettent en avant comme principales causes de maladies professionnelles l'amiante (pleurésie, plaques pleurales, cancer du poumon primitif), les gestes et postures (affection de l'épaule, tendinite, canal carpien), les affections provoquées par des rayonnements ionisants, la silice (pneumoconiose) et les bruits lésionnels (surdité).

Un indicateur propre au Groupe permettra à partir de 2014, de suivre le nombre de salariés atteints par une maladie de ce type et de définir de nouvelles actions de prévention.

L'amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur en France, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante et a instauré une aide et un complément de pension bénévoles qu'il finance et a fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation. Pour une description de procédures en cours, voir la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-après.

Les rayonnements ionisants

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. En France la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans, au Royaume Uni, elle a été réduite, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation. En France comme au Royaume Uni, en 2013, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2013, la dose collective moyenne est de 0,79 homme-sievert par réacteur (0,67 homme-sievert par réacteur en 2012). Cette augmentation est principalement due à la réalisation d'activités de maintenance nouvelles, aux prolongations d'arrêt et à certains fortuits rencontrés sur certaines tranches.

Au Royaume-Uni, en 2013, la dose collective moyenne est de 0,386 homme-sievert pour le réacteur REP (elle était de 0,037 en 2012 et de 0,54 en 2011) et 0,034 homme-sievert par réacteur pour l'AGR (0,063 en 2012 et 0,08 en 2011).

Le niveau actuel est comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs à eau pressurisée. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont à amener au niveau des meilleures.

17.2.2 Dialogue social et santé au travail

Le dialogue social en matière de santé au travail intervient à trois niveaux :

- à l'échelle européenne, les actions de prévention sont présentées annuellement au groupe de travail santé-sécurité du Comité d'entreprise européen. Ce Comité a été consulté en décembre 2013 sur la politique santé-sécurité du Groupe ;
- au niveau du Groupe France, en 2013, des sujets santé-sécurité majeurs tels que la politique santé au travail et les chiffres clés de la santé au travail ont été présentés au Comité de Groupe France réunissant les représentants du personnel des principales sociétés françaises ;
- à l'échelle d'EDF, un accord collectif relatif au dialogue social concernant la santé au travail signé en 2010 a donné lieu à la création en 2011 d'un Groupe national de santé au travail.

Ce groupe multidisciplinaire a mis en place quatre groupes de travail, respectivement consacrés à la réforme de la médecine du travail et à son impact sur l'organisation des services de santé au travail, à la santé des prestataires, aux pratiques addictives et au lien entre la santé et l'allongement de la vie active. Les travaux de ces groupes se traduiront par des recommandations à destination des directions de l'entreprise.

Les secrétaires de Comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (« CHSCT ») se réunissent désormais annuellement pour permettre de faciliter le partage sur le fonctionnement de ces organismes, l'expression des besoins de formation, les aspects juridiques et des sujets d'actualité (document unique, réforme de la médecine du travail...). Depuis 2011, une réunion par an du Comité central d'entreprise (CCE) est consacrée exclusivement au sujet de la santé et de la sécurité, concrétisant l'approche multidisciplinaire des questions de santé.

À l'international, le dialogue social sur les champs de la santé et de la sécurité au travail relève soit de l'application directe de législations propres à chaque pays, soit d'un accord entre partenaires sociaux.

En 2013, EDF Energy et les organisations syndicales ont trouvé un accord afin de travailler conjointement sur la mise en œuvre de la charte sécurité des représentants du personnel en développant et pilotant un ensemble d'indicateurs clés. En outre, un travail conjoint a été mené afin de mettre en place un plan stratégique sur la santé et le bien-être au travail.

En novembre 2013, EDF Energy et les syndicats GMB et Unite ont abouti à un accord majeur pour les salariés qui contribueront à la construction de la future centrale nucléaire d'Hinkley Point. Ces accords participent de l'engagement d'EDF Energy à travailler avec les organisations syndicales et les contractants afin de créer un climat favorable pour une industrie à la fois soucieuse de la sécurité, de la qualité et de la productivité.

Au sein d'Edison, le dialogue entre les salariés et le *management* sur les questions de santé et de sécurité est continu, à travers plusieurs réunions planifiées dans l'année et impliquant un grand nombre de salariés. Ce dialogue a d'ailleurs abouti à un accord spécifique sur la formation en matière de santé et sécurité, signé par les organisations syndicales le 20 mai 2013.

Chez Démász, les questions de santé et sécurité sont discutées régulièrement au sein du Comité paritaire pour la santé et la sécurité. En outre, le *management* consulte régulièrement les salariés sur la mise en œuvre de son plan d'action santé.

17.2.3 Organisation et qualité de vie au travail

Qualité de vie au travail

La qualité de vie au travail (« QVT ») recouvre l'organisation du travail, les relations au travail, le développement professionnel, les environnements de travail et les équilibres de vie.

Afin de franchir une étape dans la prise en compte de l'ensemble de ces leviers au sein du Groupe, un Observatoire national de la qualité de vie au travail a été mis en place associant managers, organisations syndicales, médecins, experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commande des études et formule des recommandations, comme la mise en place d'un dispositif d'indicateurs croisés santé/travail, la promotion des environnements de travail favorisant le développement professionnel à tous les âges ou encore une méthode dans la conduite des transformations dans l'entreprise.

À l'échelle du Groupe, l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la santé s'est traduite par la mise en œuvre d'échanges d'expériences, de comparaison de données, d'études ou d'observation de pratiques au sein des métiers ou sociétés (communauté *Health and Safety* Groupe, *learning expeditions* en France, au Royaume-Uni, en Pologne et aux Pays Bas). Trois études menées avec les principales sociétés du Groupe ont permis d'éclairer les évolutions du travail : l'une sur les liens entre organisation et absentéisme maladie, une seconde sur les équilibres entre temps personnel et temps de travail et l'impact sur la performance, et une troisième sur l'usage des outils collaboratifs. Un espace collaboratif *Innovation for better work* informe et relaie les bonnes pratiques en matière de qualité de vie au travail.

Les risques psychosociaux

Compte tenu de la transformation du travail et l'évolution des attentes de la population, un travail a été mené avec les partenaires sociaux et a conduit à la mise en place en France d'actions ou de dispositifs permettant de prévenir ou de traiter les situations de mal-être au travail :

- désignation de correspondants éthique, et mise à disposition d'un numéro vert national accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail ;
- organisation d'un appui permanent de médecins spécialisés au *management* en cas d'événement traumatisant survenu ;
- dans le cadre de l'accord « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail », 70 groupes multidisciplinaires (« GMD ») ont été constitués.

Un premier bilan satisfaisant des GMD fait apparaître qu'ils renouvellent les conditions du dialogue social, qu'ils permettent de traiter des cas individuels et collectifs, qu'ils jouent dans certains cas un rôle dans la conduite des transformations et permettent ainsi de mieux lier les questions de santé et de performance économique.

EDF Energy a intégré en 2013 dans sa politique santé-sécurité une nouvelle dimension autour du bien-être (*well-being*) qui prend en compte les dimensions mentales de la santé. Edison, avec son programme « Edison per te », propose aux salariés depuis 2008 des bilans médicaux globaux sur la base du volontariat.

Enfin, EDF en Pologne mène des discussions avec les représentants syndicaux pour mieux prévenir le stress des salariés.

Organisation et temps de travail

Depuis le 1^{er} octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

Afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF et d'ERDF ou le rétablissement dans les délais les plus brefs de la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

En 2013, EDF a lancé une réflexion sur l'organisation des temps de travail pour répondre aux grands projets et enjeux industriels des années à venir. En effet, le manque de flexibilité de l'organisation des temps de travail pour mener les grands projets industriels d'EDF, les impacts de ce temps de travail sur la compétitivité du Groupe, les constats de la Cour des comptes sur le temps de travail et la rémunération de tous les salariés et enfin les actions menées par les inspecteurs du travail principalement sur les unités de production nucléaire nécessitent une approche globale de ce thème afin de retrouver suffisamment de marges de manœuvre sur l'organisation des activités pour faire face aux enjeux industriels à moyen terme.

Une première phase de diagnostic des situations a été menée sur l'année 2013 et conduira à des actions en 2014, dont un calendrier de négociation sur le temps de travail des cadres.

17.3 Rémunération et protection sociale

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs, à la fidélisation des talents, et contribue à l'attractivité du Groupe.

À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux en 2013. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

17.3.1 Une politique de rémunération globale juste et compétitive

La politique de rémunération globale est guidée par trois principes :

- la compétitivité par rapport au marché externe ;
- la cohérence et l'équité interne ;
- la soutenabilité financière.

Elle vise à reconnaître :

- le niveau de responsabilité et les caractéristiques de l'emploi occupé au sein de l'organisation ;

- le professionnalisme du salarié et les compétences mises en œuvre pour obtenir des résultats ;
- la performance individuelle et/ou collective, avec un équilibre fixé localement.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. La priorité est d'établir un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination. Elles communiquent auprès des salariés sur leurs règles et systèmes de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés ci-dessus. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Pour ce faire, en France, EDF et ERDF mettent à la disposition de chacun de leurs salariés un bilan complet individualisé de leur rémunération annuelle et de ses composantes. Un livret d'information pédagogique sur l'épargne salariale leur a également été diffusé. Le manager, avec la filière Ressources Humaines, est un interlocuteur privilégié, notamment au moment des entretiens annuels.

Quelques points de repère sur la rémunération en 2013

Au-delà de la croissance organique résultant de l'évolution des effectifs et des augmentations salariales, la progression des charges de personnel s'explique par des variations de périmètres, en particulier la prise de contrôle d'Edison en 2012 et le reclassement de Dalkia International en 2013. Pour plus de précisions sur les rémunérations brutes totales, voir note 10.1 de l'annexe aux comptes consolidés. Pour plus de précisions sur le reclassement de Dalkia International, voir section 9.2.2.1.2 (« Projet d'accord entre EDF et Veolia Environnement sur Dalkia »).

Au 1^{er} janvier 2014, le niveau le plus bas des salaires à l'embauche à EDF est supérieur de près de 19 % au SMIC.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie d'une rémunération variable de la performance, individuelle ou collective.

Au sein d'EDF, l'ensemble des cadres sont éligibles à une rémunération individuelle de la performance. Avec un bonus moyen de 8 % du salaire annuel par cadre, l'entreprise est dans la moyenne des grandes sociétés françaises. Par ailleurs, EDF a fait le choix d'instituer un dispositif de rémunération variable individuelle pour l'ensemble de ses salariés non cadres, qui a représenté en 2013 environ 2 % de leur salaire annuel.

EDF et ERDF portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs managers sur les questions de rémunération pour donner tout son sens à la politique de rémunération.

Des accords d'intéressement triennaux

En France, EDF et ERDF font bénéficier leurs salariés d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour ERDF. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et ERDF ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (« PEG »), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe (« PERCO »).

Les accords d'intéressement d'EDF et ERDF sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale). Pour EDF, son dernier accord retient cinq critères nationaux de performance : l'EBITDA du Groupe, la production d'électricité, le taux de satisfaction clients, le taux de salariés formés et le pourcentage de déchets retraités.

En 2013, ces accords ont permis de verser aux salariés d'EDF et d'ERDF un montant de 186 millions d'euros au titre de l'exercice 2012, soit 1 780 euros en moyenne par bénéficiaire.

EDF et ERDF ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

Une politique d'épargne salariale complète

Le plan d'épargne Groupe (« PEG »)

Il est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG.

Six fonds communs de placement diversifiés, dont un fonds d'investissement socialement responsable, un fonds d'économie solidaire et le fonds « Actions EDF » sont ouverts à la souscription. En 2009, les salariés ont pu souscrire à l'emprunt obligataire lancé par EDF via le fonds « Emprunt 2014 » créé à cet effet.

Le PEG du groupe EDF totalise fin 2013 un encours de 4,128 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

En 2013, l'abondement total brut versé par EDF et ERDF dans le PEG a été de 113,3 millions d'euros, soit en moyenne 584 euros par épargnant pour ERDF et 497 euros pour EDF.

Le plan d'épargne retraite collectif (« PERCO »)

Le PERCO du groupe EDF est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PERCO.

Deux fonds communs de placement sont proposés aux salariés : un fonds d'économie solidaire et le fonds à compartiment « Cap Horizons » proposant une gestion pilotée de l'épargne investie en fonction de l'âge de départ à la retraite.

Le PERCO totalise un encours EDF et ERDF à fin 2013 de 402,5 millions d'euros. L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Au titre de l'année 2013, l'abondement total brut versé par EDF et ERDF dans le PERCO a été d'environ 35 millions d'euros, soit en moyenne 508 euros par épargnant pour ERDF et 349 euros pour EDF.

Le compte épargne temps (« CET »)

Des accords CET ont été signés au sein des principales sociétés françaises du Groupe, notamment à EDF et ERDF.

Au 31 décembre 2013, la valorisation des heures épargnées sur le compte épargne temps des salariés d'EDF et ERDF s'élève à 636 millions d'euros.

Ce dispositif négocié permet aux salariés, qui souhaitent prendre un congé, de disposer d'une indemnité correspondant au temps épargné. Il est également possible de monétiser le temps épargné selon l'accord CET en vigueur ou de réaliser des transferts vers le PEG et le PERCO.

Une politique d'actionnariat salarié en place depuis 2005

En 2005, lors de l'ouverture du capital dans le cadre de l'offre réservée aux salariés conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la loi n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la société.

Dans le cadre de la cession de 2,5 % du capital d'EDF du 3 décembre 2007, conformément aux lois précitées, une nouvelle offre réservée aux salariés et aux anciens salariés a été proposée en 2008. Il n'y a pas eu de nouvelle offre réservée depuis cette date.

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2013 un total de 33 493 009 actions EDF, représentant 1,8% du capital social. Ce nombre comprend, d'une part, 28 430 375 actions (représentant 1,53 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 5,1 millions d'actions, représentant 0,27 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés. L'essentiel des titres détenus par les salariés est dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

La société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions.

En revanche, le plan d'attribution gratuite d'actions mis en œuvre en août 2007, dénommé « ACT 2007 », portait sur l'attribution de 2 883 183 actions à l'ensemble des salariés du Groupe¹, avec environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays.

1. À l'exception principalement des salariés d'Edison et d'EnBW.

Plus de 2,7 millions d'actions ont été livrées aux salariés bénéficiaires le 31 août 2009. Les actions détenues au nominatif sont devenues disponibles le 30 août 2011, celles détenues dans le PEG le deviendront le 30 août 2014.

17.3.2 Politique de protection sociale

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes :

- un principe de responsabilité, qui recouvre trois exigences :
 - garantie d'une couverture sociale, en matière de santé, de prévoyance et de retraite : une couverture d'entreprise vient compléter, le cas échéant, le niveau offert par la Sécurité sociale si celui-ci est jugé insuffisant. Lorsqu'une telle couverture d'entreprise est mise en place contre les risques majeurs de la vie que sont la maladie et le décès, elle doit pouvoir bénéficier à tous les salariés,
 - non-discrimination : l'accès à la couverture santé ne doit pas être subordonné à l'état de santé du salarié ; la couverture maternité contribue à l'égalité professionnelle entre hommes et femmes,
 - respect de la réglementation : la politique d'avantages sociaux respecte la réglementation en vigueur localement, qu'il s'agisse du financement ou de la mise en œuvre des dispositifs obligatoires, ou des règles encadrant les dispositifs facultatifs ;
- un équilibre recherché entre compétitivité et durabilité :
 - le niveau combiné de la rémunération et des avantages sociaux répond aux besoins d'attractivité des sociétés du Groupe sur leur marché local,
 - les avantages sociaux doivent pouvoir être maintenus dans la durée, et pour cela être financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour l'employeur. L'équilibre durable entre ressources et dépenses doit être une préoccupation dès la mise en place des couvertures. Le Groupe veille à la maîtrise des coûts liés aux engagements sociaux ;
- un principe d'appropriation par les bénéficiaires :
 - les salariés sont informés du contenu des avantages sociaux de manière à leur en faciliter la compréhension et l'accès effectif ; un partage de l'information sur les dispositifs d'avantages sociaux doit être organisé avec les représentants des salariés.

Le statut du personnel des Industries électriques et gazières : un régime de protection sociale spécifique

En France, la grande majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, ERDF, PEI) qui relèvent du statut des Industries électriques et gazières. C'est également le cas, notamment, d'une partie du groupe Tiru et des principales composantes d'Électricité de Strasbourg.

Les avantages sociaux au sein de ces « opérateurs historiques » ont été largement structurés à travers la loi organisant le monopole de production et de distribution de l'électricité (loi du 8 avril 1946) et le maintien d'un régime spécial de sécurité sociale intégré à un statut professionnel des salariés de la branche des IEG (décret du 22 juin 1946). Aujourd'hui encore, les principaux avantages sociaux qui différencient EDF d'autres grands groupes relèvent de ces textes législatifs ou réglementaires : régime spécial de retraite, régime spécial de maladie comportant un étage complémentaire obligatoire couvrant également les retraités, activités sociales mutualisées au sein de la branche professionnelle, financées par 1 % du chiffre d'affaires et gérées de façon autonome par les syndicats.

À ce corpus qui est resté très stable pendant des décennies, s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et est maintenu aux retraités.

Des changements importants sont survenus au cours de la dernière décennie :

- l'ouverture de capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont obligé à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de retraites et de maladie face à cette exigence a été rendu possible par une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie ;
- le régime spécial de retraite a par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, été de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise...) sont en cours de convergence avec le régime de droit commun ; de nombreuses autres règles de portée moindre demeurent spécifiques. Par ailleurs, la définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jour retraite ;
- enfin, contrairement aux autres avantages historiques, le niveau de la couverture santé, invalidité et décès des salariés est apparu sensiblement en retrait des pratiques des grands groupes, ce qui a conduit à partir de 2008 à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

Le régime spécial de retraites et ses évolutions récentes

Le régime de retraite des IEG est un régime spécial de sécurité sociale, dont la gestion est assurée par la Caisse nationale des Industries électriques et gazières (« CNIEG ») depuis le 1^{er} janvier 2005. La loi du 9 août 2004 qui a créé la CNIEG a prévu l'intégration financière du régime spécial à la CNAV et à l'ARRCO-AGIRC :

1. La CNIEG verse à la CNAV et à l'ARRCO-AGIRC les cotisations que devraient acquitter les salariés et les employeurs de la branche des IEG en application de la réglementation propre à ces régimes.
2. En contrepartie, la CNIEG reçoit de la CNAV et de l'ARRCO-AGIRC les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés à ces régimes.
3. Les droits à pension spécifiques au régime spécial de retraite sont financés par le produit de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité et par des employeurs pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques acquis avant 2005 pour le secteur non régulé (production et distribution) et aux droits spécifiques de retraite des IEG acquis après 2005.

La réforme du financement des retraites instituée par la loi du 9 août 2004 a été neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'État. Elle est transparente pour les retraités des IEG, qui bénéficient d'un versement unique de leurs droits à pensions issus des règles du régime spécial par la CNIEG, qui est leur seul interlocuteur en matière de retraite.

Le régime spécial de retraite a été réformé de manière substantielle au cours des dernières années, comme l'ensemble des régimes de retraites :

1. En 2008, avec la transposition aux régimes spéciaux de retraite des principales mesures introduites par la loi du 21 août 2003 pour le régime général et la fonction publique : allongement progressif de la durée d'assurance pour obtenir une retraite à taux plein et mise en place de dispositifs de décote et de surcote. La réforme de 2008 a également prévu une revalorisation des pensions de retraites sur l'inflation et non plus sur les salaires.
2. La réforme de 2008 ayant supprimé les bonifications de services pour pénibilité pour les salariés embauchés statutairement à compter du 1^{er} janvier 2009, la prise en compte de cette problématique a évolué. Un accord de branche du 16 avril 2010 a créé, pour ces nouveaux salariés embauchés, un compte épargne jours retraite (« CEJR ») alimenté par des

jours de congés attribués au titre des périodes effectuées par ces salariés dans des emplois classés en services actifs. Une mise à jour des critères et des modalités d'attribution des services actifs a également été effectuée par le décret du 23 septembre 2011 à travers des règles de prise en charge de la pénibilité liées aux caractéristiques des emplois occupés.

3. Le décret du 18 mars 2011 a, à la suite de la loi du 9 novembre 2010, relevé de deux ans les âges d'ouverture des droits à pension et d'annulation de la décote, avec un calendrier adapté par rapport au régime général et à la fonction publique (avec un âge d'ouverture des droits à retraite porté à 62 ans en 2024, un âge d'annulation de la décote à 67 ans en 2029).
4. L'élargissement des possibilités de départ à 60 ans, introduit par le décret du 2 juillet 2012, s'appliquera aux pensions des IEG à partir de 2017.

Enfin, les pouvoirs publics ont annoncé que la réforme des retraites menée en 2013 et traduite par la loi du 20 janvier 2014 et qui prévoit notamment un allongement à 43 ans à compter de la génération 1973 de la durée d'assurance pour obtenir le taux plein, des hausses des cotisations vieillesse et un report du 1^{er} avril au 1^{er} octobre de l'échéance annuelle de revalorisation des pensions a également vocation à s'appliquer au régime de retraite des IEG comme à l'ensemble des régimes spéciaux.

Le régime spécial maladie des IEG

Le régime maladie et maternité des IEG est un régime légal et obligatoire de sécurité sociale qui couvre les actifs et les inactifs. Ses prestations comprennent une part de base équivalente au régime général et une part complémentaire, et sont gérées par la CAMIEG.

La part complémentaire couvre essentiellement le ticket modérateur et une partie limitée des dépassements d'honoraires et des prestations peu remboursées par la Sécurité sociale. Le financement de cette part complémentaire a été réformé en 2005 du fait de l'impact des normes comptables internationales. Cela a conduit à la mise en place de deux sections comptables distinctes et étanches entre actifs et inactifs et à la création d'une cotisation fixe de solidarité des salariés actifs pour le financement de la section des inactifs. Les règles relatives aux ressources et aux prestations prises en charge sont fixées par les pouvoirs publics.

La protection sociale complémentaire (au-delà des dispositifs statutaires)

Depuis 2008, les salariés statutaires des entreprises du Groupe en France bénéficient de dispositifs de protection sociale complémentaire portant sur :

- un complément invalidité (accord de branche professionnelle des IEG du 24 avril 2008), applicable depuis le 1^{er} juillet 2008 ;

- la prévoyance : capitaux décès et rentes d'éducation (accord de branche professionnelle des Industries électriques et gazières du 27 novembre 2008), applicables depuis le 1^{er} janvier 2009 ; un avenant, signé le 8 octobre 2013, tenant compte du bilan de la couverture, améliore à compter du 1^{er} janvier 2014 les prestations et baisse les cotisations dans une optique d'équilibre à long terme du dispositif ;
- le régime de retraite supplémentaire (accord de branche professionnelle des Industries électriques et gazières du 21 février 2008 et accord de Groupe du 12 décembre 2008), complété par des dispositions d'entreprise, applicable depuis le 1^{er} janvier 2009 (1^{er} octobre 2010 pour ERDF) ;
- une couverture supplémentaire maladie (accord de branche professionnelle des Industries électriques et gazières du 4 juin 2010), applicable depuis le 1^{er} janvier 2011, qui vient compléter les prises en charge par le régime spécial maladie.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de différentes conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe présentée ci-dessus. Cette question fait l'objet d'un dialogue régulier avec la Direction Ressources Humaines du Groupe.

Il en va de même des sociétés du Groupe hors de France, pour lesquelles le contexte réglementaire propre à chaque pays est également à prendre en compte.

La Caisse centrale d'activités sociales (CCAS)

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG.

La CCAS, les CAS et le Comité de coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont pleinement indépendants. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics.

À la suite de la sollicitation par les pouvoirs publics des employeurs de la branche professionnelle des IEG, la concertation avec les partenaires sociaux sur la question du financement, du contrôle et de la gouvernance des activités sociales est en cours.

17.4 Les autres engagements sociaux

Ces autres engagements se concentrent sur les relations des entreprises du Groupe avec leurs sous-traitants, avec les représentants de leurs salariés, avec les populations en tant que contributeur au développement des territoires et avec leurs salariés dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains.

17.4.1 Sous-traitance responsable

La politique de sous-traitance du groupe EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégique, économique, de compétences et d'impact social ;

- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, entre autres à travers la signature ou la prolongation d'accords sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF ou la sous-traitance socialement responsable (« STSR »).

Les exigences à respecter

Les sociétés du groupe EDF s'assurent systématiquement que les entreprises de sous-traitance auxquelles elles font appel effectuent un travail de qualité dans le respect de la loi et des normes internationales en vigueur (par exemple concernant l'interdiction du travail des enfants). Elles s'efforcent de permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'intervenir pour leur compte dans des conditions de travail et de santé-sécurité au meilleur niveau des entreprises du secteur et du pays concernés.

Les exigences du Groupe portent particulièrement sur :

- le respect de la loi ;

- la santé et la sécurité des salariés ;
- le comportement éthique avec les clients, et particulièrement le respect de la personne et l'intégrité ;
- le respect de l'environnement.

Des procédures appropriées de sélection et d'évaluation des sous-traitants répondant à ces exigences ont été mises en place. Tout manquement grave et non corrigé après observations, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients, ou à la réglementation en vigueur en matière d'environnement, entraîne l'arrêt des relations avec l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Par ailleurs, le sous-traitant doit reprendre envers tout sous-traitant avec lequel il aurait éventuellement contracté, pour la mission considérée, les exigences que lui a fixées le groupe EDF.

Les domaines de la sous-traitance

En 2013, au sein d'EDF, les grands sujets de la sous-traitance ont concerné les activités industrielles, commerciales, ainsi que celles relatives aux Systèmes d'Information.

Dans le domaine industriel

Des travaux ont été initiés en 2012 au sein du Comité stratégique de la filière nucléaire (« CSFN »), qui a réuni exploitants nucléaires civils, organisations syndicales, organisations professionnelles, administrations, entreprises prestataires, ainsi que l'Autorité de sûreté nucléaire en tant qu'observatrice. Les résultats de ces travaux ont permis l'élaboration d'un cahier des charges social et ont donné lieu à des propositions d'évolutions réglementaires.

Le cahier des charges social, que les exploitants pourraient intégrer dans leurs appels d'offres pour toutes les activités de service et de travaux sur les installations nucléaires de base (« INB »), comprend des règles transparentes et communes à l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire. Il est constitué d'un ensemble de mesures cohérentes et structurantes qui couvrent les domaines relatifs aux conditions d'exercice de la sous-traitance : la transparence de l'appel aux entreprises prestataires, le développement des compétences et du professionnalisme des intervenants, les conditions de recours à l'intérim par les sous-traitants, la politique et le processus achats, le *management* de la radioprotection, la prévention des risques professionnels, le suivi médical, les conditions de travail et les conditions de séjour autour des sites nucléaires, l'accueil des salariés étrangers en matière de radioprotection, de sécurité et de suivi médical, les dispositions concertées pour favoriser le maintien de l'emploi, le respect des droits fondamentaux et de la promotion de la diversité.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

Une refonte en profondeur de la politique de sous-traitance dans le domaine des Systèmes d'Information est en cours. Afin de répondre aux objectifs stratégiques retenus pour la période 2013-2015 concernant les Systèmes d'Information d'EDF, les orientations suivantes ont été définies en matière de sous-traitance :

- réduction du nombre de contrats de prestations et des ressources d'ingénierie en cohérence avec l'évolution du modèle de fourniture de services de l'opérateur Informatique et Télécommunications interne ;
- rationalisation du nombre de prestataires ;
- recours croissant au *cloud computing* et plus globalement aux services packagés.

Dans le domaine commercial

La sous-traitance permet de répondre aux demandes croissantes des clients. Le recours à l'externalisation dans les activités de commercialisateur apporte la souplesse nécessaire pour répondre aux variations du volume des demandes clients, stabiliser la charge d'activité interne, couvrir l'amplitude horaire pendant laquelle les clients particuliers peuvent contacter le service

clients (notamment en soirée et le samedi) et pour faire face à d'éventuels aléas techniques. Tous les centres de relation client EDF, internes comme externes, sont localisés en métropole.

Le baromètre « prestataires »

Un baromètre « prestataires » est mis en place depuis 2007 et fait l'objet d'un bilan dont découle un plan d'action ciblé. Avec plus de 2 600 questionnaires renseignés en 2013, les résultats du baromètre permettent de mesurer l'efficacité des actions engagées. Ainsi, de nombreuses actions ont été décidées pour 2013 comme l'installation de vestiaires pour les femmes au Havre, la gestion des accès à l'aide du site internet de Cordemais ou encore le remplacement des vestiaires, sanitaires et réfectoire à Porcheville.

Plus largement, le baromètre permet d'évaluer la perception des salariés dans un certain nombre de domaines : l'accueil, le confort de l'hébergement, la restauration, la propreté des installations communes de chantier, la communication, la gêne au travail, les pertes de temps, etc. Depuis 3 ans, la tendance est à l'amélioration des résultats dans tous les domaines. Une vigilance doit être maintenue concernant le ressenti d'une différence de traitement entre les prestataires et les salariés EDF, notamment sur les aspects logistiques.

17.4.2 Contribuer au développement des territoires par l'insertion professionnelle

L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle

Acteur industriel ancré sur le territoire, le groupe EDF est engagé sur le long terme au service de l'intérêt général et s'investit, depuis de nombreuses années, en faveur de l'insertion professionnelle.

Les actions du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle s'articulent autour de quatre grands leviers :

1. Le Groupe maintient un dispositif d'alternance ambitieux, dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée.

EDF considère l'alternance comme un levier indispensable pour développer l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi, et leur permettre d'acquérir ou de compléter une qualification.

Plus de 100 offres d'alternance sont notamment réservées chaque année à des alternants de niveau CAP, avec un emploi à la clé. Des coopérations sont engagées avec des acteurs locaux et régionaux de l'emploi et de la formation (missions locales, écoles de la deuxième chance, AFPA, Compagnons du Devoir...) afin de favoriser l'orientation des jeunes, notamment issus des quartiers prioritaires, vers les métiers porteurs.

Certaines offres d'alternance sont spécifiquement proposées à des jeunes en grande difficulté sociale, en lien avec des structures dédiées à l'insertion professionnelle. Ces offres les préparent à l'obtention d'une qualification correspondant au moins au premier niveau de qualification professionnelle.

Par ailleurs, EDF et ERDF recrutent une part significative des alternants qu'ils forment (près d'un sur deux en 2013) et accompagnent ceux qui ne sont pas recrutés, en particulier au moyen d'ateliers d'aide à la recherche d'emploi organisés en partenariat avec Pôle Emploi (plus de 80 ateliers se sont tenus en 2013, rassemblant plus de 850 participants). Une mise en relation avec des entreprises partenaires qui recrutent leur est également proposée. Une enquête est réalisée six mois après la sortie des alternants, de façon à observer leur parcours et évaluer leur accès à l'emploi : 90 % des alternants sortis en 2012 sont dans un emploi ou poursuivent leur formation, un résultat qui, dans le contexte actuel, montre bien l'intérêt de s'engager dans un tel dispositif pour l'insertion professionnelle.

2. Le Fonds Agir pour l'emploi EDF (« FAPE ») soutient financièrement des structures de l'insertion par l'activité économique (chantiers d'insertion, associations intermédiaires, entreprises de travail temporaire d'insertion (« ETTI »), entreprises d'insertion, régies de quartiers...) et fait figure de l'un des tout premiers mécènes de l'insertion professionnelle en France.

Le FAPE EDF est une initiative solidaire des entreprises du Groupe, de la Fondation EDF et des organisations syndicales. Géré paritairement, il est financé en premier lieu par les dons de 13 700 salariés et retraités du groupe EDF (ces dons déclenchent un abondement à 200 % des entreprises). Près de 118 projets pour l'insertion et l'emploi des personnes en difficulté sont soutenus en 2013 (pour 1,6 million d'euros de subventions, participant à la création et la consolidation de près de 3 000 emplois).

3. En tant qu'acteur industriel du territoire, le groupe EDF appuie des acteurs locaux de l'insertion.

EDF favorise régulièrement le recours à des emplois d'insertion dans le cadre de ses projets, et développe des partenariats destinés à appuyer les structures dédiées à l'insertion professionnelle. EDF contribue de manière active au développement du réseau des Écoles de la deuxième chance, qui aide les jeunes sortis du système éducatif sans diplôme et sans qualification, en voie d'exclusion sociale et professionnelle.

Dans le domaine de la distribution, ERDF s'associe aux régies de quartier pour améliorer le cadre de vie local (notamment par la remise en état et l'amélioration de l'aspect extérieur des postes de distribution publique), développer la proximité (en informant les habitants sur le marché de l'électricité et sur la prévention des accidents d'origine électrique) et accompagner l'insertion professionnelle des salariés des régies.

4. EDF encourage les démarches d'achats solidaires, en intégrant des clauses d'insertion dans ses marchés et en réalisant des actes d'achats auprès de structures d'insertion par l'activité économique.

Des clauses d'insertion peuvent être introduites dans les marchés passés avec les fournisseurs et sous-traitants, afin de développer par leur intermédiaire des actions permettant l'accès ou le retour à l'emploi de personnes rencontrant des difficultés sociales ou professionnelles particulières.

Le Groupe se fixe par ailleurs chaque année des objectifs d'achats de prestations auprès de structures d'insertion, et contribue ainsi à augmenter leur chiffre d'affaires de plusieurs millions d'euros. Cette démarche favorise l'insertion des personnes handicapées, et soutient le secteur d'aide à l'insertion de personnes durablement exclues du marché du travail. Elle est un enjeu majeur de l'accord d'EDF pour l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, avec un objectif de 500 unités bénéficiaires, équivalents à 500 emplois externes à fin 2015 : à titre d'exemple, un marché est contractualisé avec l'APF (Association des paralysés de France), ce marché représente, grâce à l'achat par EDF de fournitures de consommables d'impression laser remanufacturés ou adaptables, 4 à 8 « équivalent emploi » selon les années.

Cette démarche est renforcée par un travail de sensibilisation auprès des acheteurs et des fournisseurs au travers de formations qui introduisent les principes évoqués ci-dessus, du guide « Achats Responsables » qui incite les acheteurs à travailler avec les entreprises du secteur protégé, d'un court-métrage qui vise à combattre les idées reçues sur les prestations réalisées par les entreprises des secteurs protégés et adaptés (voir section 6.6.3.3.3 (« Sous-traitance et achats responsables »)).

17.4.3 Droits humains

Depuis plusieurs années le groupe EDF fait siens les engagements internationaux de protection et de défense des droits humains des Nations Unies : la Déclaration universelle des droits de l'homme, la Déclaration sur l'élimination de toutes formes de discriminations à l'égard des femmes ainsi que la Déclaration sur les droits de l'enfant. Il s'appuie également sur les Principes directeurs de l'OCDE à l'attention des entreprises multinationales.

Par ailleurs, le Groupe réaffirme régulièrement – notamment à travers la dernière version de la Charte éthique – son adhésion aux dix principes du Pacte mondial des Nations Unies. Dans le cadre de l'accord RSE, le Groupe s'engage ainsi à faire respecter les conventions fondamentales de l'OIT dans toutes les sociétés où il exerce son contrôle. L'ensemble de ces engagements a été repris par les sociétés du Groupe dans le cadre de leurs propres engagements RSE et développement durable.

Certaines sociétés du Groupe ont pris des mesures complémentaires. Edison, par exemple, dispose d'une politique spécifique sur les droits humains et a défini une procédure d'évaluation et de contrôle du respect des droits humains, applicable à l'ensemble de ses sites. En 2013, EDF Energy a renforcé son code éthique avec des thèmes relatifs à la prévention des discriminations et du harcèlement moral et à l'intégrité.

De plus, dans le cadre des engagements en matière de responsabilité d'entreprise, dans la partie « employeur responsable », le Groupe a pris l'engagement de « ne tolérer aucune violation des droits l'homme, fraude et corruption, pour les sociétés du Groupe et pour leurs fournisseurs ». Dans ce cadre, 13 sociétés du Groupe doivent obtenir – d'ici 2017 – le niveau « avancé » du Pacte mondial.

Les mesures actuelles de contrôle et de vérification du respect des droits humains apparaissent suffisantes pour la majorité des sociétés du groupe EDF. En complément des voies de recours classiques (*management*, filière RH, représentants des salariés), des dispositifs d'alerte sont mis à disposition des salariés en cas de difficultés dans la plupart des sociétés (délégué éthique, *Ombudsman*, Comité éthique, numéros verts...).

17.4.4 Diversité

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité des clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- permettre aux femmes et aux hommes d'exprimer au mieux leurs talents.

À cette fin, l'entreprise s'est engagée à plusieurs reprises en la matière, et ce, dès 2005 avec l'accord Responsabilité Sociale du Groupe, qui consacre plusieurs articles à la lutte contre les discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Il s'agit, avec la Charte éthique, du principal cadre de référence pour les sociétés du Groupe. La promotion de la diversité figure parmi les 11 engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe publiés en 2013 : « maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ». Cet engagement est assorti d'un objectif : atteindre un taux de féminisation de 30 % à 2015 dans le vivier des futurs « *top dirigeants* ». En 2013, il était de 25 % (en 2012 de 24,1 %).

Les résultats de l'enquête d'engagement interne de niveau Groupe « *My EDF* » (voir section 17.4.6 (« Dialogue social »)) ont affiché en 2013 un taux de réponses positives à hauteur de 60 % à la question intitulée « le *management* agit en faveur de la diversité dans l'environnement de travail ».

Le niveau et la formalisation d'engagements plus spécifiques au plan local varient selon le cadre législatif en vigueur. EDF Démász, par exemple, dispose depuis 2010 d'un plan d'action sur l'égalité des chances, quand l'action des sociétés françaises est très structurée autour des accords sur l'égalité entre femmes et hommes, le handicap et la diversité des âges. EDF Energy a par ailleurs obtenu, en novembre 2012, le *Diversity Works for London Gold Standard*, label anglais qui récompense son action en faveur de l'égalité et de la diversité. La filiale anglaise a poursuivi son action et a développé une stratégie pour valoriser l'inclusion (« *to create an environment in which employees share a sense of belonging, mutual respect, and support from others so that they can do their best work* ») ainsi qu'un guide spécifique à destination des fournisseurs.

En 2013, Fenice et EDF Polska ont respectivement signé la charte de la diversité italienne et polonaise, emboîtant ainsi le pas aux sociétés françaises (EDF, ERDF, ES), signataires dès 2006 de la charte de la diversité. EDF Luminus

a mis la diversité à l'honneur dans son premier rapport développement durable (en introduisant divers indicateurs : taux de féminisation, nombre de salariés en situation de handicap, nombre de nationalités représentées).

Le Groupe met en œuvre de nombreuses actions, parmi lesquelles l'organisation d'un *Diversity Day*, à l'échelle du Groupe sous forme d'animations pour promouvoir la diversité, prendre conscience des stéréotypes et ainsi contribuer à prévenir les discriminations. L'ensemble des sociétés du Groupe se sont mobilisées en mai 2013 autour du thème de la diversité comme source d'innovation et de progrès.

En France, les engagements diversité d'EDF ont donné lieu à la création d'un programme de sensibilisation des *managers*, des responsables RH et des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité. Le nombre de personnes formées depuis 2007 est de plus de 7 000.

D'autres sociétés, comme EDF Energy, ont également mis en place des actions de formation pour le *management* (400 *managers* formés) et de sensibilisation aux stéréotypes pour les salariés.

Pour prévenir les risques de discrimination, EDF mène régulièrement des études. En 2013 en France, EDF s'est ainsi associée à l'étude interentreprises « Stéréotypes et origines » menée par l'Institut du Mécénat de Solidarité. EDF a également mené un *testing* sur le recrutement des alternants et réalisé un baromètre de perception de l'égalité des chances auprès des salariés.

La communauté Diversité internationale du Groupe lancée en 2012 a poursuivi en 2013 les échanges visant à faciliter la mise en œuvre d'actions favorisant la diversité et à partager les bonnes pratiques entre les sociétés du Groupe.

Par ailleurs, EDF a pérennisé son partenariat en concluant avec l'association « L'Autre Cercle », qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel : autodiagnostic, communications spécifiques à l'occasion de la journée mondiale contre l'homophobie, sensibilisation des médecins du travail et du management...

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. EDF Energy promeut par ailleurs ses différents réseaux, valorisés régulièrement au fil de ses communications internes : réseau des minorités ethniques, réseau des femmes, réseau handicap, réseau gay et lesbien. Plus de 3 200 salariés sont engagés dans ces réseaux. Le réseau des salariés issus des minorités ethniques a été primé pour son action de mentorat en 2013.

Particulièrement actifs, ces réseaux ont poursuivi en 2013 des occasions d'échange et de sensibilisation, en développant également des actions de mentorat pour certains d'entre eux.

En France, Energay, l'association des lesbiennes, gays, bisexuels et transsexuels d'EDF et des IEG bénéficie depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF.

Égalité entre femmes et hommes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un puissant levier de transformation et de modernisation des organisations. C'est un élément structurant de la politique diversité du Groupe.

EDF et ERDF ont renouvelé leurs accords relatifs à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes en 2012, signés à l'unanimité des organisations syndicales représentatives. Ces accords d'entreprise marquent une évolution vers la fixation d'objectifs de résultats au-delà des seuls objectifs de moyens et de suivi. Les directions métiers d'EDF ont été mobilisées sur l'élaboration et la mise en œuvre de 56 plans d'action qui ont également été une occasion d'enrichissement du dialogue social et de partage de bonnes pratiques au sein des différents niveaux de l'entreprise.

L'égalité salariale entre les femmes et les hommes est globalement atteinte sur la rémunération principale et la rémunération de la performance, et EDF détient toujours le Label Égalité, décerné en 2006 et reconduit en 2008, puis en 2011. Des travaux ont été menés en 2013 et se poursuivent sur les questions des rémunérations complémentaires, la formation et les parcours professionnels.

Des travaux ont également été poursuivis en 2013 en Commission égalité professionnelle du Comité central d'entreprise (CCE), afin de faire évoluer les indicateurs et la présentation du rapport de situation comparée. Ils ont permis, grâce à une évolution technique du Système d'Information, de fiabiliser et homogénéiser la remontée des données, et de renforcer la démarche de transparence.

EDF est aujourd'hui également reconnue à l'externe comme une entreprise active sur l'égalité professionnelle. Sollicitée par le ministère des Droits des femmes, EDF a signé, avec d'autres entreprises, une convention-cadre en avril 2013, dans laquelle elle s'engage à contribuer à des expérimentations visant à faciliter la prise en compte de l'égalité professionnelle dans les PME-TPE.

En cohérence avec la charte de parentalité signée par EDF, les initiatives ont été prises pour faciliter la conciliation des temps professionnels et familiaux avec la mise à disposition d'un guide sur les services de conciergerie, d'un marché cadre pour des places de crèches, l'adaptation des durées des formations pour mieux répondre aux contraintes personnelles et familiales.

Par ailleurs, un nouvel indicateur sexué de niveau Groupe sera déployé en 2014 et permettra désormais de suivre le taux de fréquence des accidents du travail et leur évolution pour les hommes et pour les femmes.

EDF Énergies Nouvelles a conclu un plan d'action visant à favoriser la mixité des métiers, à maintenir l'égalité salariale entre les hommes et les femmes à compétences égales et porte une attention particulière aux conditions de travail.

Edison suit les indicateurs relatifs à la mixité de ses effectifs et l'écart de salaire entre les hommes et les femmes à responsabilités équivalentes. Ils sont publiés dans son rapport de développement durable.

Le Groupe agit également en faveur de la mixité des métiers en menant des actions en amont du recrutement (pour plus de précisions, voir section 17.1.3 (« Une dynamique de recrutement confirmée en 2013 en France »)).

EDF Energy mène pour sa part des campagnes de recrutement ciblées pour attirer davantage de jeunes filles ingénieurs ou apprenties sur ses métiers.

En 2013, la Direction Asie-Pacifique et EDF Polska ont créé leur réseau de femmes, à l'image des réseaux français et britanniques. EDF Luminus organise des actions pour les femmes dirigeantes à l'occasion de la journée de la femme.

Mesures prises en faveur de l'emploi et de l'insertion des personnes en situation de handicap

L'année 2013 a été marquée par la négociation de nouveaux accords handicap pour EDF et ERDF, signés à l'unanimité. Forts de l'expérience acquise, les nouveaux accords signés se caractérisent par des objectifs encore plus ambitieux et porteurs de sens sur l'intégration et l'accompagnement des 3 000 salariés en situation de handicap à EDF et ERDF.

L'accord ERDF conclu pour 2013-2016 prévoit par exemple une augmentation de 1 point du taux d'emploi avec pour objectif de le porter à 5,09 % à fin 2016 ; il s'établissait à 4,09 % à fin 2012. Les salariés en situation de handicap sont placés au cœur du dispositif de l'accord, et l'accent est mis sur leur parcours professionnel, sur leur accessibilité aux différents métiers de l'entreprise et sur les formations qu'elle propose. Plusieurs actions concrètes et innovantes ont été mises en place dès 2013 dans le cadre du déploiement de ce nouvel accord. Des rencontres avec des managers ont été organisées tout au long de l'année 2013 par ERDF pour permettre l'expression de témoignages, le partage et l'enrichissement de pratiques pour aider les managers dans la gestion de situations inédites (dont le handicap). Des outils numériques innovants ont également été développés afin de faciliter le quotidien de salariés en situation de handicap (dyspraxie) et sont actuellement en cours de déploiement pour accompagner d'autres situations de handicap.

Le nouvel accord EDF 2013-2015 marque également une nouvelle étape dans la prise en compte du handicap. Il insiste particulièrement sur la création des conditions propres à favoriser l'égalité des chances à tous les stades de la vie professionnelle, notamment en matière d'évolution professionnelle

et de maintien dans l'emploi. Le taux d'emploi visé s'élève à 4,4 % d'ici fin 2015 (il s'établissait à 3,8 % à fin 2012). L'accent est mis aussi sur l'accompagnement du changement des mentalités, sur la communication pour faciliter l'accès aux droits et sur la professionnalisation des acteurs avec, notamment, dès 2013, une refonte et un enrichissement de la formation des correspondants handicap et des organisations syndicales et un travail à poursuivre sur la formation des managers. Un ensemble de supports de communication à égalité a été réalisé (vidéo de déploiement de l'accord associant les parties signataires, guide des aides à l'usage des correspondants handicap, brochure « Faites-vous reconnaître »...).

En échos au volet « faciliter l'accès à l'emploi » de l'accord d'EDF, des partenariats ont été renouvelés ou lancés (Arpejeh, université Pierre-et-Marie-Curie...), au niveau national comme en région, afin de favoriser les rencontres avec les candidats ou d'accompagner la formation de personnes en situation de handicap.

Les plans d'action de directions métier prévus par l'accord font l'objet d'un suivi et d'un dialogue social au sein des directions et unités.

17.4.5 Anticipation et gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France qu'hors de France, s'est doté dès 2003 d'une politique et a signé dès 2005 un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise. Par ailleurs, la Vision RH 2020, publiée en 2013, confirme que la question de l'accompagnement des transformations constitue un des enjeux forts du Groupe. L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs. Ces principes ont été respectés lors des restructurations opérées en 2013 par le Groupe. À titre d'exemple, lors de la cession de SSE, les IRP ont été informés par anticipation de la nature de l'opération et un accord a été recherché afin de définir les garanties sociales applicables aux salariés concernés.

17.4.6 Dialogue social

Au sein d'EDF, il existe à ce jour 56 comités d'établissement, un Comité central d'entreprise et 104 établissements pour les délégués du personnel.

Les mandats des représentants du personnel étant d'une durée de trois ans dans la branche des IEG, ils ont été renouvelés le 21 novembre 2013.

En France

Le dialogue social avec les représentants du personnel et les organisations syndicales est un élément fondamental de l'ambition ressources humaines d'EDF. L'une des priorités d'EDF est de continuer à faire vivre une longue tradition de dialogue social et de concertation, pour accompagner les transformations industrielles de l'entreprise et contribuer au développement de ses collaborateurs.

En 2013, d'importants chantiers de négociation sur les thèmes de la GPEC, de la diversité et sur le dialogue social se sont conclus par des signatures d'accord au cours du premier semestre. Le second semestre a été marqué par la tenue des élections professionnelles. À fin novembre 2013, les principaux accords conclus sont les suivants :

- l'accord collectif relatif à la GPEC à EDF 2013-2015, signé le 19 février 2013 à l'unanimité ;
- l'accord 2013-2015 d'EDF pour l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, signé le 13 mai 2013 à l'unanimité ;
- l'avenant 2013 à l'accord d'intéressement d'EDF 2011-2013, signé le 21 mai 2013 par trois organisations syndicales représentatives.

Des thèmes complémentaires ont été abordés dans le dialogue social au sein de certains métiers d'EDF : accord-cadre sur le dialogue social 2013-2015 à la Direction Production Ingénierie, accord-cadre « qualité de vie et reconnaissance des salariés pour les métiers clientèle et technique » dans la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, accord « temps de travail » à la Direction des Services Partagés et à la Direction Commerce, « accompagnement d'évolutions » à la Direction de la Recherche et du Développement ainsi qu'à la Direction de l'Immobilier Groupe.

Les principaux accords conclus à ERDF en 2013 sont notamment l'accord pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante et l'accord 2013-2016 pour l'intégration professionnelle, le maintien dans l'emploi et l'évolution de carrière des personnes handicapées.

Le Comité de Groupe France

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France a été signé le 1^{er} septembre 2008 à l'unanimité. Afin de procéder au renouvellement de l'instance, un accord relatif à la configuration du Groupe France EDF a été signé par trois organisations syndicales (CFDT, CGT, CGT-FO) le 6 mars 2012. Regroupant 28 élus des principales sociétés du Groupe (EDF, ERDF, Tiru, CHAM...), ce Comité est un lieu d'intégration à l'échelle France de la concertation. Le Comité de Groupe France s'est réuni à trois reprises en 2013.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (« CEE »), consulté sur les politiques majeures du Groupe. À travers les groupes de travail du CEE, un certain nombre de réflexions ont pu être engagées sur les politiques de ressources humaines à l'échelle internationale, notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relativement à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF.

Le CEE du groupe EDF s'est aujourd'hui élargi et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe. Comme le prévoit l'accord, les membres du CEE ont élu un nouveau secrétaire de l'instance en mai 2011, et plus de la moitié des membres ont été renouvelés à cette occasion. Le CEE s'est réuni quatre fois au cours de l'exercice écoulé. Lors de ces réunions, ont été abordées notamment la stratégie de développement industriel du Groupe au Royaume-Uni et l'évolution des actifs du Groupe en Europe centrale.

Le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS)

Le CDRS est issu de l'accord-cadre RSE signé en 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les fédérations syndicales internationales du secteur d'activité. Les engagements pris à l'époque ont été renforcés par la signature d'un nouvel accord en 2009, en particulier sur des sujets comme la sous-traitance, la lutte contre le changement climatique et la biodiversité.

Ces accords structurent le dialogue social autour de la question RSE. Ils ont permis au Groupe de se doter d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui contribuent au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

Par ailleurs, en 2013, un séminaire de réflexion sur la RSE s'est tenu afin de partager l'évolution des enjeux Responsabilité Sociale d'Entreprise – développement durable globaux et de réfléchir aux évolutions potentielles de l'accord. Il a réuni l'ensemble des signataires de l'accord.

Les sujets de dialogue social au sein des sociétés du Groupe à l'international

Dans les principales sociétés du Groupe, le dialogue social a principalement porté sur :

- la fusion des sociétés EDF Polska, EDF Energia et EDF Wybrzeże ;

- les salaires (EDF Démász, EDF Polska) ;
- la signature d'un accord entre les organisations syndicales d'EDF Energy et le *management* qui organise le dialogue social autour du projet Hinkley Point avec la contribution des sous-traitants ;
- la renégociation au niveau national (Italie) de la convention collective du secteur électrique – elle concerne 1 700 salariés d'Edison ;
- la renégociation au niveau national (Italie) de la convention collective du secteur de l'énergie et du pétrole – elle concerne 300 salariés d'Edison ;
- la renégociation au niveau de la branche industrielle (Hongrie) de la convention collective ;
- les implications sociales de la cession de SSE ;
- la restructuration et l'accompagnement des restructurations (EDF Luminus, SSE, Edison Group).

L'enquête d'engagement « My EDF »

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement « My EDF » menée en novembre 2012 auprès de tous les salariés du Groupe,

un plan de restitution des résultats aux salariés a été mis en œuvre, et les sociétés ont élaboré des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés à leurs périmètres. Le Comité exécutif a également décidé, en juillet 2013, la mise en œuvre d'un plan d'action pour l'ensemble du Groupe afin de répondre principalement aux attentes des salariés sur la connaissance et la compréhension de la stratégie du Groupe.

La deuxième édition de l'enquête est intervenue au mois d'octobre 2013. La participation des salariés (64,3 %), en légère progression par rapport à celle de la première édition (63,8 %), confirme leur intérêt pour cet outil qui leur permet d'exprimer leur niveau d'adhésion aux orientations stratégiques du Groupe en général, leur appréciation des pratiques managériales, et leurs opinions sur de nombreux aspects de leur situation professionnelle, en particulier ceux qui concernent leur parcours professionnel et la formation, les rémunérations, la qualité de vie au travail. Les résultats de la deuxième édition confirment le haut niveau de fierté d'appartenance des salariés au Groupe, de leur engagement et de leur motivation et permettent de mesurer en 2013 de réelles progressions de leur niveau de satisfaction, témoignant ainsi de l'impact du plan d'action du Groupe et des plans d'action des sociétés.

17.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

17.5.1 Participation des administrateurs

Au 31 décembre 2013, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 887 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2013	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2012
Henri PROGLIO ⁽¹⁾	51	51
Christine CHABAUTY ⁽²⁾	23	55
Philippe CROUZET ⁽¹⁾	200	200
Mireille FAUGÈRE ⁽¹⁾	106	106
Alexandre GRILLAT ⁽²⁾	59	355
Michael JAY ⁽¹⁾	200	200
Bruno LAFONT ⁽¹⁾	150	150
Philippe MAÏSSA ⁽¹⁾⁽³⁾	39	39
Pierre MARIANI ⁽¹⁾	1	1
Marie-Hélène MEYLING ⁽¹⁾	28	28
Maxime VILLOTA ⁽²⁾	30	28
TOTAL	887	1 213

(1) Actions détenues en propre.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

(3) Administrateur jusqu'au 31 janvier 2014.

M^{me} Lepetit et MM. Appert, Azéma, Léchevin, Morin, Rignac et Sellal ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2013.

17.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Aux termes de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la société à l'AMF et à la société dans un délai de cinq jours de négociation suivant leur réalisation.

Le règlement général de l'AMF¹ dispose par ailleurs que le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées² au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2013 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

1. Article 223-26 du règlement général de l'AMF.

2. Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.



Crédit photo © EDF – Stéphanie Jayet

18 Principaux actionnaires

18.1 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2013			Situation au 31/12/2012			Situation au 31/12/2011		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote
État	1 571 433 448	84,49	84,56	1 561 222 705	84,44	84,54	1 561 222 705	84,44	84,50
Institutionnels et particuliers	253 337 995	13,62	13,64	251 350 774	13,59	13,61	252 420 651	13,65	13,66
Actionnariat salarié	33 493 009 ⁽¹⁾	1,80	1,80	34 131 850 ⁽²⁾	1,85	1,85	34 047 712 ⁽³⁾	1,84	1,84
Actions autodétenues	1 744 016	0,09	-	2 161 333	0,12	-	1 175 594	0,07	-
TOTAL	1 860 008 468	100,00	100,00	1 848 866 662	100,00	100,00	1 848 866 662	100,00	100,00

(1) Ce nombre comprend, d'une part, 28 430 375 actions (représentant 1,53 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 5,1 millions d'actions, représentant 0,27 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(2) Ce nombre comprend, d'une part, 29 042 964 actions (représentant 1,57 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 5,1 millions d'actions, représentant 0,28 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend, d'une part, 28 785 426 actions (représentant 1,56 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 5,3 millions d'actions, représentant 0,28 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2013, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012 :

	Au 31 décembre 2013		Au 31 décembre 2012	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 571 433 448	84,49	1 561 222 705	84,44
Institutionnels Europe hors France	78 132 604	4,20	73 587 074	3,98
Institutionnels reste du monde	67 789 555	3,64	64 380 889	3,48
Institutionnels France	54 033 528	2,91	53 297 374	2,88
Actionnaires individuels	53 382 308	2,87	60 085 437	3,25
Actionnariat salarié	33 493 009	1,80	34 131 850	1,85
Autodétention	1 744 016	0,09	2 161 333	0,12
TOTAL	1 860 008 468	100,00	1 848 866 662	100,00

18.2 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société. En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.



Crédit photo © EDF – Marc Diélier

19 Opérations avec des apparentés

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des IFRS au titre de l'exercice 2013 figure dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit en annexe C du présent document de référence.

Relations avec l'État

Au 31 décembre 2013, l'État détenait 84,49 % du capital social et 84,57 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires, et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

Les relations avec l'État sont également décrites dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Relations avec GDF Suez

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a imposé la création d'un service commun, non doté de la personnalité morale, aux deux filiales des groupes EDF et Gaz de France respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz. Conformément à ce cadre légal, les

deux filiales d'EDF et GDF Suez, ERDF et GrDF, partagent un service commun dont les modalités d'organisation et de fonctionnement sont décrites à la section 6.2.2.2.1 (« Organisation d'ERDF »).

Relations avec le groupe AREVA

Les relations avec le groupe AREVA sont décrites en particulier dans les sections 4.3 (« Facteurs de dépendance »), 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « Durée de fonctionnement du parc

REP d'EDF » et « État d'avancement du projet EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville »), 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »), et enfin dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions conclues avec RTE (entreprise associée depuis le 31 décembre 2010) sont décrites dans la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.



Crédit photo © EDF – Frédérick Jacob

20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

20.1 Informations financières historiques	281
Comptes de résultat consolidés	282
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	283
Bilans consolidés	284
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	286
Variations des capitaux propres consolidés	287
Annexe aux comptes consolidés	290
20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	387
20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes	389
20.4 Politique de distribution de dividendes	390
20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	390
20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré	390
20.4.3 Délai de prescription	390
20.5 Procédures judiciaires et arbitrages	390
20.5.1 Procédures concernant EDF	390
20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	394
20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2013	397
20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	397

20.1 Informations financières historiques

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2012 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 267 à 365) et 20.2 (pages 366 et 367) du document de référence 2012 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2011 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 289 à 385) et 20.2 (pages 386 et 387) du document de référence 2011 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 15 mai 2014.

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2013	2012 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	75 594	72 178
Achats de combustible et d'énergie	8	(39 683)	(37 098)
Autres consommations externes	9	(9 027)	(9 718)
Charges de personnel	10	(11 879)	(11 710)
Impôts et taxes	11	(3 533)	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 293	5 633
Excédent brut d'exploitation		16 765	15 998
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		14	(69)
Dotations aux amortissements		(7 516)	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(228)	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	13	(1 012)	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	14	388	(5)
Résultat d'exploitation		8 411	8 159
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 403)	(2 443)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 982)	(3 261)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 296	2 370
Résultat financier	15	(3 089)	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 322	4 825
Impôts sur les résultats	16	(1 942)	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	23	375	261
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 755	3 513
Dont résultat net – part du Groupe		3 517	3 275
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		238	238
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		1,84	1,77
Résultat dilué par action		1,84	1,77

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de Développement-Ventes d'Actifs Structurés (DVAS) – voir note 2.

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

Notes	2013			2012 ⁽¹⁾		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 517	238	3 755	3 275	238	3 513
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾	762	-	762	954	-	954
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(245)	-	(245)	(354)	-	(354)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – Quote-part des entreprises associées	(2)	-	(2)	(14)	-	(14)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	515	-	515	586	-	586
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	845	8	853	(780)	20	(760)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(205)	(2)	(207)	160	(9)	151
Juste valeur des instruments de couverture – Quote-part des entreprises associées	16	-	16	(2)	-	(2)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	656	6	662	(622)	11	(611)
Écarts de conversion des entités contrôlées	(719)	(83)	(802)	424	82	506
Écarts de conversion des entreprises associées	(27)	-	(27)	22	-	22
Écarts de conversion	(746)	(83)	(829)	446	82	528
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	425	(77)	348	410	93	503
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	122	(17)	105	(4 657)	57	(4 600)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(74)	3	(71)	577	(13)	564
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – Quote-part des entreprises associées	5	-	5	(108)	-	(108)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	53	(14)	39	(4 188)	44	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	53	(14)	39	(4 188)	44	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	478	(91)	387	(3 778)	137	(3 641)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	3 995	147	4 142	(503)	375	(128)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

Bilans consolidés

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Goodwill	18	9 206	10 412
Autres actifs incorporels	19	7 976	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	48 796	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 518	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	69 013	67 838
Participations dans les entreprises associées	23	7 813	7 587
Actifs financiers non courants	36	30 324	30 471
Impôts différés actifs	16.3	2 839	3 421
Actif non courant		183 485	181 758
Stocks	24	14 550	14 213
Clients et comptes rattachés	25	22 137	22 497
Actifs financiers courants	36	17 770	16 433
Actifs d'impôts courants		560	582
Autres débiteurs	26	9 221	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	5 459	5 874
Actif courant		69 697	68 085
Actifs détenus en vue de leur vente	46	3 619	241
TOTAL DE L'ACTIF		256 801	250 084

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Capital	27	930	924
Réserves et résultats consolidés		33 277	25 333
Capitaux propres – part du Groupe		34 207	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 663	4 854
Total des capitaux propres	27	38 870	31 111
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	40 985	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 193	1 090
Provisions pour avantages du personnel	31	18 542	19 119
Autres provisions	32	1 755	1 873
Provisions non courantes	28	62 475	61 267
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	43 454	42 551
Passifs financiers non courants	38	42 877	46 980
Autres créiteurs non courants	35	3 955	4 218
Impôts différés passifs	16.3	5 004	5 601
Passif non courant		157 765	160 617
Provisions courantes	28	4 848	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 312	14 643
Passifs financiers courants	38	14 912	17 521
Dettes d'impôts courants		1 348	1 224
Autres créiteurs courants	35	22 457	21 037
Passif courant		57 877	58 307
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	2 289	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		256 801	250 084

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2013	2012 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 322	4 825
Pertes de valeur (reprises)		1 012	752
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 445	9 255
Produits et charges financiers		1 587	944
Dividendes reçus des entreprises associées		266	201
Plus ou moins-values de cession		(882)	(443)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 783)	(2 390)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 967	13 144
Frais financiers nets décaissés		(1 799)	(1 634)
Impôts sur le résultat payés		(1 979)	(1 586)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		11 189	9 924
Opérations d'investissement :			
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)		648	20
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 327)	(13 386)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		240	748
Variations d'actifs financiers		164	(1 792)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 275)	(14 410)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		95	(1 038)
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 144)	(2 125)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(318)	(230)
Achats/ventes d'actions propres		4	(15)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 363)	(3 408)
Émissions d'emprunts		5 746	12 431
Remboursements d'emprunts		(8 654)	(4 869)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	6 125	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(103)	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		171	190
Subventions d'investissement reçues		89	313
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 374	8 065
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 011	4 657
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(75)	171
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(75)	171
Incidence des variations de change		4	(44)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		23	38
Incidence des reclassements ⁽³⁾		(367)	(34)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	5 459	5 874

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

En 2012, les décaissements liés aux transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intègrent l'acquisition d'intérêts complémentaires dans le groupe Edison suite à l'offre publique obligatoire finalisée le 6 septembre 2012 pour (869) millions d'euros, et dans ERSA suite à l'acquisition de la participation d'EnBW dans cette filiale le 16 février 2012 pour (252) millions d'euros.

(3) En 2013, l'incidence des reclassements intègre pour (338) millions d'euros l'effet du reclassement en « Actifs détenus en vue de leur vente » de la trésorerie et équivalents de trésorerie de Dalkia International.

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2011	924	(26)	1 147	(1 073)	27 511	28 483	4 189	32 672
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽²⁾	-	-	-	-	333	333	-	333
Capitaux propres au 31/12/2011 retraités	924	(26)	1 147	(1 073)	27 844	28 816	4 189	33 005
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	446	(36)	(4 188)	(3 778)	137	(3 641)
Résultat net	-	-	-	-	3 275	3 275	238	3 513
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	446	(36)	(913)	(503)	375	(128)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 125)	(2 125)	(231)	(2 356)
Achats / ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	-	76	76	521	597
Capitaux propres au 31/12/2012 retraités	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	4 854	31 111
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	53	478	(91)	387
Résultat net	-	-	-	-	3 517	3 517	238	3 755
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	3 570	3 995	147	4 142
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée ⁽⁴⁾	-	-	-	-	6 125	6 125	-	6 125
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(103)	(103)	-	(103)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 315)	(2 315)	(314)	(2 629)
Achats / ventes d'actions propres	-	(14)	-	-	-	(14)	-	(14)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁵⁾	6	-	-	-	165	171	-	171
Autres variations ⁽⁶⁾	-	-	-	-	91	91	(24)	67
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2013	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 663	38 870

(1) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(2) Les données publiées au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

(3) En 2012, les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle correspondent à hauteur de 406 millions d'euros aux effets de la prise de contrôle d'Edison et de l'offre publique obligatoire, dont 266 millions d'euros de minoritaires indirects.

(4) Le Groupe a émis en janvier 2013 des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 6 125 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.1.1).

(5) En 2013, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 171 millions d'euros sont liées au paiement en actions d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 (voir note 27.3).

(6) En 2013, les autres variations – part du Groupe intègrent pour 228 millions d'euros les effets de l'acquisition à Centrica de sa participation de 20 % dans Nuclear New Build Holdings (voir note 3.3.2).

Sommaire

Annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	291	Note 13	Pertes de valeur / reprises	320
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	291	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	320
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2013	291	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	320
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	292	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	323
Note 2	Comparabilité des exercices	306	Note 15	Résultat financier	323
2.1	Changement de méthodes comptables et de présentation	306	15.1	Coût de l'endettement financier brut	323
2.2	Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2012	307	15.2	Effet de l'actualisation	323
2.3	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2012	307	15.3	Autres produits et charges financiers	324
2.4	Impact sur le bilan au 31 décembre 2012	308	Note 16	Impôts sur les résultats	325
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2011	309	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	325
2.6	Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2012	310	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	325
Note 3	Opérations et événements majeurs	311	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	326
3.1	Opérations de financement	311	16.4	Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	326
3.2	Edison	311	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	327
3.3	EDF Energy	311	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	328	
3.4	Évolutions relatives à la CSPE	312	Note 18	Goodwill	328
3.5	Dalkia	312	18.1	Variation des goodwill	328
3.6	Accord avec Exelon sur CENG	312	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	328
3.7	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2012	313	Note 19	Autres actifs incorporels	329
Note 4	Évolutions réglementaires en France	313	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	330
4.1	Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014	313	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	330
4.2	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3 et TURPE 4)	313	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	330
4.3	Loi NOME	314	Note 21	Immobilisations en concessions des autres activités	330
Note 5	Évolutions du périmètre de consolidation	314	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	330
5.1	Cession de la participation du Groupe dans SSE	314	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	331
5.2	Fusion d'entités en Pologne	314	Note 22	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	331
5.3	Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2012	314	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	331
Note 6	Informations sectorielles	314	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	332
6.1	Informations par secteur opérationnel	314	22.3	Contrats de location-financement	332
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	316	Note 23	Participations dans les entreprises associées	333
COMPTE DE RÉSULTAT	317		23.1	RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	333
Note 7	Chiffre d'affaires	317	23.2	Alpiq	333
Note 8	Achats de combustible et d'énergie	317	Note 24	Stocks	334
Note 9	Autres consommations externes	317	Note 25	Clients et comptes rattachés	334
Note 10	Charges de personnel	318	25.1	Créances échues / non échues	335
10.1	Charges de personnel	318	25.2	Opérations de titrisations	335
10.2	Effectifs moyens	318			
Note 11	Impôts et taxes	318			
Note 12	Autres produits et charges opérationnels	319			
12.1	Subventions d'exploitation	319			
12.2	Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations	319			
12.3	Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	319			
12.4	Autres produits et charges	319			

Note 26	Autres débiteurs	335	Note 42	Instruments dérivés non qualifiés de couverture	367
Note 27	Capitaux propres	336	42.1	Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	368
27.1	Capital social	336	42.2	Dérivés de change détenus à des fins de transaction	368
27.2	Actions propres	336	42.3	Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	369
27.3	Distributions de dividendes	336			
27.4	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	336			
Note 28	Provisions	337			
Note 29	Provisions liées à la production nucléaire - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	337	FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS	370	
29.1	Provisions nucléaires en France	338	Note 43	Flux de trésorerie	370
29.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	341	43.1	Variation du besoin en fonds de roulement	370
29.3	Provisions nucléaires de CENG	342	43.2	Investissements incorporels et corporels	370
29.4	Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales	343	Note 44	Engagements hors bilan	370
Note 30	Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	343	44.1	Engagements donnés	370
Note 31	Provisions pour avantages du personnel	343	44.2	Engagements reçus	375
31.1	Groupe EDF	343	Note 45	Passifs éventuels	377
31.2	France	345	45.1	Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW	377
31.3	Royaume-Uni	349	45.2	Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne	377
Note 32	Autres provisions	352	45.3	Contrôles fiscaux	377
Note 33	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	352	45.4	Litiges en matière sociale	377
Note 34	Fournisseurs et comptes rattachés	353	45.5	ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques	377
Note 35	Autres créditeurs	353	45.6	EDF Énergies Nouvelles – Silpro	378
35.1	Avances et acomptes reçus	353	Note 46	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	378
35.2	Dettes fiscales	353	Note 47	Contribution des coentreprises	378
35.3	Produits constatés d'avance sur contrats long terme	353	Note 48	Actifs dédiés d'EDF	379
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	354		48.1	Réglementation	379
Note 36	Actifs financiers courants et non courants	354	48.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	379
36.1	Répartition courant / non courant des actifs financiers	354	48.3	Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF sur l'exercice 2013	380
36.2	Détail des actifs financiers	354	48.4	Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2013	380
36.3	Actifs financiers comptabilisés au coût amorti	355	48.5	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	380
36.4	Variation des actifs financiers hors dérivés	356	Note 49	Parties liées	381
Note 37	Trésorerie et équivalents de trésorerie	356	49.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	381
Note 38	Passifs financiers courants et non courants	357	49.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	381
38.1	Répartition courant / non courant des passifs financiers	357	49.3	Rémunération des organes d'administration et de direction	382
38.2	Emprunts et dettes financières	357	Note 50	Environnement	382
38.3	Endettement financier net	360	50.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	382
Note 39	Autres informations sur les actifs et passifs financiers	361	50.2	Certificats d'économie d'énergie	382
39.1	Juste valeur des instruments financiers	361	50.3	Certificats d'énergie renouvelable	382
39.2	Compensation d'actifs et de passifs financiers	362	Note 51	Événements postérieurs à la clôture	383
Note 40	Gestion des risques marchés et de contrepartie	363	Note 52	Périmètre de consolidation	384
Note 41	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	364	52.1	Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2013	384
41.1	Couverture de juste valeur	364	52.2	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle au 31 décembre 2013	385
41.2	Couverture de flux de trésorerie	364	52.3	Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2013	386
41.3	Couverture d'investissements nets à l'étranger	364	52.4	Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2013	386
41.4	Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	365			
41.5	Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	367			

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent les comptes des sociétés contrôlées de manière exclusive, directement ou indirectement, par la Société et ses filiales, consolidées par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (coentreprises) consolidées par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles la Société exerce une influence notable (entreprises associées) consolidées par mise en équivalence. L'ensemble économique est désigné comme « le Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2013 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 12 février 2014. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 15 mai 2014.

➤ Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2012 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de comptabilisation lié à l'application rétrospective d'IAS19 révisée, et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de Développement-Ventes d'Actifs Structurés (voir note 2).

1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2013

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2013 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2012, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

1.2.1 Évolutions comptables mises en œuvre dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2013

Changement de méthode comptable – Première application d'IAS 19 révisée

La norme IAS 19 révisée en juin 2011, dont l'application est obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2013, a introduit les modifications suivantes dans l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel du groupe EDF :

- comptabilisation immédiate du coût des services passés non acquis ;
- comptabilisation des frais de gestion administrative et financière des régimes d'avantages du personnel en coût des services rendus (charge de période), et reprise corrélative des provisions antérieurement constituées à ce titre ;
- comptabilisation en résultat financier d'une « charge d'intérêt nette » correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits sur les actifs de couverture, qui sont désormais déterminés à partir du taux d'actualisation des engagements. L'écart entre le taux d'actualisation des engagements et le taux de rendement réel des actifs de couverture est comptabilisé directement en capitaux propres.

Pour mémoire, le Groupe a fait le choix en 2012 de renoncer à l'option dite du « corridor » au profit de la méthode « SoRIE » qui conduit à comptabiliser les pertes et gains actuariels directement en capitaux propres.

Conformément à IAS 8, ce changement de méthode est comptabilisé de façon rétrospective et les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.

Autres normes et interprétations

Les textes suivants sont appliqués par le groupe EDF à compter du 1^{er} janvier 2013 :

- la norme IFRS 13 « Évaluation de la juste valeur » concerne principalement l'évaluation des instruments financiers au niveau du Groupe, en précisant les modalités de calcul de la juste valeur des actifs et passifs financiers par la prise en compte du risque de crédit dans la valorisation des instruments dérivés. L'application d'IFRS 13 n'a pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- les amendements à IAS 1 intitulés « Présentation des postes des autres éléments du résultat global (OCI) ». Ainsi, le Groupe distingue désormais dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
 - les éléments composant les gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres appelés à un reclassement ultérieur en résultat net,
 - les éléments composant les gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non concernés par un reclassement ultérieur en résultat net (correspondant uniquement aux écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi),
 - la part relative aux entreprises associées pour chacune de ces deux natures de gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres ;
- l'amendement à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Compensation des actifs et des passifs financiers » adopté par l'Union européenne en 2012. Dans ce cadre, des informations pour apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation sont désormais présentées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les textes suivants, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2013, n'ont pas eu d'impact sur les comptes consolidés du Groupe :

- l'amendement à IAS 12 « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Hyper-inflation grave et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants » et « Prêts gouvernementaux » ;
- l'interprétation IFRIC 20 intitulée « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert » ;
- les améliorations annuelles des IFRS (2009-2011).

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2013 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

1.2.2.1 Normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12

L'IASB (*International Accounting Standards Board*) a publié en mai 2011 trois nouvelles normes adoptées par l'Union européenne en 2012, concernant la consolidation des groupes :

- IFRS 10 : « États financiers consolidés » ;
- IFRS 11 : « Partenariats » ;
- IFRS 12 : « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités ».

Ces normes ont été simultanément complétées par des amendements aux normes existantes suivantes :

- IAS 27 (2011) : « États financiers individuels » ;
- IAS 28 (2011) : « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ».

Enfin, en 2012, des amendements ont été apportés aux normes IFRS 10, 11 et 12 concernant leurs « Dispositions transitoires » et aux normes IFRS 10, IFRS 12 et IAS 27 concernant les « Entités d'investissement ».

Ces nouvelles normes et amendements apportent un certain nombre d'évolutions : nouvelle définition plus large du contrôle pouvant conduire les groupes à élargir leur périmètre de consolidation en y incluant des entités jusqu'à présent non consolidées, suppression de la possibilité de consolider les coentreprises en intégration proportionnelle, et évolution qualitative et quantitative de l'information à fournir.

Les principaux impacts attendus de ce nouveau dispositif normatif pour le groupe EDF sont les suivants :

- la nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifierait pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe ;
- l'application d'IFRS 11 conduirait à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui seraient considérées comme des opérations conjointes (consolidation de la quote-part d'actifs et de passifs).

Sur la base des études réalisées à partir des données de l'exercice 2013, les impacts sur les principaux agrégats des comptes consolidés du Groupe seraient les suivants :

- au compte de résultat :
 - diminution de l'excédent brut d'exploitation de l'ordre de 0,7 milliard d'euros,
 - pas d'impact significatif sur le résultat net – part du Groupe ;
- au bilan :
 - pas d'impact significatif sur les capitaux propres – part du Groupe,
 - diminution de l'endettement financier net de l'ordre de 2,1 milliards d'euros.

1.2.2.2 Autres textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire

Les autres textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2013 sont les suivants :

- les amendements à IAS 32 « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » ;
- les amendements à IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- les amendements à IAS 36 « Dépréciation des actifs – Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ».

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe considère que l'application future des textes ci-dessus n'aura pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés.

1.2.3 Autres textes publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

Les textes suivants concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes » ;
- la norme IFRS 9 phase III « Comptabilité de couverture » ;
- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – Cotisations des membres du personnel ».

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 21 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels. Dans les comptes consolidés semestriels, elle aurait en revanche pour conséquence une augmentation significative des

dettes fiscales enregistrées au bilan et concernées par cette interprétation (principalement les taxes liées à l'énergie et les taxes foncières du secteur France).

L'impact potentiel des autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

La stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 29.1.5.2.

1.3.2.2 Engagement de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à

l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2013 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2013 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.8 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention des droits de vote, directe et indirecte, est supérieure à 50 %. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les coentreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les participations dans les entreprises associées sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées » du compte de résultat.

Toutes les transactions internes, y compris les profits réalisés entre sociétés consolidées, sont éliminées.

La liste des principales filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 52.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, l'écart de valeur entre les intérêts minoritaires et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôt sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente. Les effets d'impôt relatifs à la taxation des dividendes et de la rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le

contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est offert transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation ne modifiant pas le contrôle, réalisée après le regroupement d'entreprises, est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée selon IAS 27 directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étape, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition ;
 - le montant des intérêts minoritaires dans l'entité acquise ;
 - et pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ;
- et d'autre part le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de coentreprises sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (UOP « *Unit Of Production method* »), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.27) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats / ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives.

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
 - le coût du traitement de ce combustible ;
 - et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23.

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

■ barrages hydroélectriques	75 ans
■ matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
■ centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire	
▪ France	40 ans
▪ autres pays	35 à 60 ans
■ installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 50 ans
■ installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs ...).

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors

du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et

comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéterminée.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable.
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
- la valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif ;
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation ;
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT.
- le calcul de la valeur de marché (ou juste valeur) correspond au prix potentiel de vente de l'actif minoré des coûts nécessaires à sa vente.
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts.
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
 - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie sont déterminés sur la base des prix forwards disponibles.
 - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché ;
- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;
- les niveaux de marché et la part de marché du Groupe ;
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 48.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenues au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

La juste valeur correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En application d'IFRS 13, la hiérarchie de la juste valeur qui reflète l'importance des données utilisées dans les valorisations se compose des niveaux suivants :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs (par exemple extrapolation de courbes de taux sur des périodes longues non observables). Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidés.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revendre à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs / passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat ;
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produit d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée du passif financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché,

disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation utilisés de manière générale :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financent et la gestion long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de trading qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible utilisé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres d'autocontrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière...) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail...).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture, désormais évalués à partir du taux d'actualisation des engagements ;
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications / liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme.
- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi ;
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité, Électricité de Strasbourg, PEI et certaines filiales du sous-groupe TIRU.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Énergie. Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) – auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement) ;

- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents du groupe EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez.
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 3 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte épargne-jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques, américaines et belges, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe deux principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (British Energy Generation Group) affilié à l'ESPS (Electricity Supply Pension Scheme), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (EDF Energy Generation and Supply Group) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Les nouveaux entrants d'EDF Energy participent au plan EEPS (EDF Energy Pension Scheme). Ce troisième plan (actuellement moins significatif) a été mis en place en mars 2004 et comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ont le droit de s'affilier au régime EEPS.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans affiliés au régime global ESPS est entièrement externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (« *Trusts* ») dont les membres (« *trustees* »), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales

et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi du 9 août 2004 prévoient qu'une cession par l'État de parts du capital d'une entreprise publique doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incapacité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps ;
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,9 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2013 :

- Impacts sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)	2013
Résultat d'exploitation	570
Résultat financier	(875)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(305)

- Impacts bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)	2013
À l'ouverture	2 320
À la clôture	2 015

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs courants » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, à compter du 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant dans certains pays (dont la France) la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émissions aux entreprises de production d'électricité.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistant dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'Etat.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'Etat au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation doit être constatée ou le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne 2009/28/CE (modifiant et abrogeant notamment la Directive 2001/77/CE) relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France et en Allemagne) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie, en Pologne et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Fenice).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
 - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation ;
 - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation ;
 - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
 - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; et
 - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats / ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économie d'énergie (semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005), le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économie d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économie d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à date d'arrêté sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation d'EDF.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

➤ Note 2 Comparabilité des exercices

2.1 Changement de méthodes comptables et de présentation

2.1.1 IAS 19 révisée « Avantages du personnel »

La norme IAS 19 révisée est d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2013, avec application rétrospective aux exercices présentés (voir note 1.2.1).

Les impacts de l'application de la norme IAS 19 révisée sur le résultat net part du Groupe de l'année 2012 et sur les capitaux propres part du Groupe au 1^{er} janvier 2012 s'élèvent respectivement à (41) millions d'euros et 333 millions d'euros et concernent principalement le secteur France.

2.1.2 **Changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de développement-ventes d'actifs structurés (DVAS)**

À compter de l'exercice 2013 et pour les périodes comparatives présentées, les cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles sont désormais enregistrées pour leur montant net (prix de cession diminué du coût de construction associé) au niveau des « Autres produits et charges opérationnels ». Ces opérations étaient auparavant présentées en « chiffre d'affaires » (pour le produit de cession) et en « Autres consommations externes » (pour les coûts de construction).

Ce changement de présentation a pour effet de diminuer le « Chiffre d'affaires » et les « Autres consommations externes » de l'année 2012 de respectivement (551) millions d'euros et 369 millions d'euros, avec en contrepartie une augmentation des « Autres produits et charges opérationnels » de 182 millions d'euros (sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et sur le résultat net du Groupe).

Ce changement permet d'avoir une présentation homogène dans le compte de résultat du Groupe des opérations de cession d'actifs (parcs en construction ou parcs en exploitation) réalisées par EDF Énergies Nouvelles.

2.2 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2012

(en millions d'euros)	2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	Impacts présentation DVAS	2012 retraité
Chiffre d'affaires	72 729	-	(551)	72 178
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	-	-	(37 098)
Autres consommations externes	(10 087)	-	369	(9 718)
Charges de personnel	(11 624)	(86)	-	(11 710)
Impôts et taxes	(3 287)	-	-	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	5 451	-	182	5 633
Excédent brut d'exploitation	16 084	(86)	-	15 998
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(69)	-	-	(69)
Dotations aux amortissements	(6 849)	-	-	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	-	-	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	(752)	-	-	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	-	-	(5)
Résultat d'exploitation	8 245	(86)	-	8 159
Coût de l'endettement financier brut	(2 443)	-	-	(2 443)
Effet de l'actualisation	(3 285)	24	-	(3 261)
Autres produits et charges financiers	2 366	4	-	2 370
Résultat financier	(3 362)	28	-	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 883	(58)	-	4 825
Impôts sur les résultats	(1 586)	13	-	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	260	1	-	261
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 557	(44)	-	3 513
Dont résultat net – part du Groupe	3 316	(41)	-	3 275
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	241	(3)	-	238

2.3 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2012

(en millions d'euros)	2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	2012 retraité
Résultat net consolidé	3 557	(44)	3 513
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	586	-	586
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(611)	-	(611)
Écarts de conversion	528	-	528
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	503	-	503
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(4 254)	110	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	(4 254)	110	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(3 751)	110	(3 641)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(194)	66	(128)

2.4 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2012 retraité
Goodwill	10 412	-	10 412
Autres actifs incorporels	7 625	-	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	-	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	-	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	-	67 838
Participations dans les entreprises associées	7 555	32	7 587
Actifs financiers non courants	30 471	-	30 471
Impôts différés actifs	3 487	(66)	3 421
Actif non courant	181 792	(34)	181 758
Stocks	14 213	-	14 213
Clients et comptes rattachés	22 497	-	22 497
Actifs financiers courants	16 433	-	16 433
Actifs d'impôts courants	582	-	582
Autres débiteurs	8 486	-	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	-	5 874
Actif courant	68 085	-	68 085
Actifs détenus en vue de leur vente	241	-	241
TOTAL DE L'ACTIF	250 118	(34)	250 084

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2012 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	24 934	399	25 333
Capitaux propres – part du Groupe	25 858	399	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	-	4 854
Total des capitaux propres	30 712	399	31 111
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	-	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	-	1 090
Provisions pour avantages du personnel	19 540	(421)	19 119
Autres provisions	1 873	-	1 873
Provisions non courantes	61 688	(421)	61 267
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	-	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	-	46 980
Autres créiteurs non courants	4 218	-	4 218
Impôts différés passifs	5 601	-	5 601
Passif non courant	161 038	(421)	160 617
Provisions courantes	3 894	(12)	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	-	14 643
Passifs financiers courants	17 521	-	17 521
Dettes d'impôts courants	1 224	-	1 224
Autres créiteurs courants	21 037	-	21 037
Passif courant	58 319	(12)	58 307
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	-	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 118	(34)	250 084

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2011

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2011 publié ⁽¹⁾	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2011 retraité
Goodwill	11 648	-	11 648
Autres actifs incorporels	4 702	-	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	45 501	-	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	6 022	-	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60 445	-	60 445
Participations dans les entreprises associées	7 544	24	7 568
Actifs financiers non courants	24 260	-	24 260
Impôts différés actifs	3 159	(57)	3 102
Actif non courant	163 281	(33)	163 248
Stocks	13 581	-	13 581
Clients et comptes rattachés	20 908	-	20 908
Actifs financiers courants	16 980	-	16 980
Actifs d'impôts courants	459	-	459
Autres débiteurs	10 309	-	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 743	-	5 743
Actif courant	67 980	-	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	701	-	701
TOTAL DE L'ACTIF	231 962	(33)	231 929

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2011 publié ⁽¹⁾	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2011 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	27 559	333	27 892
Capitaux propres – part du Groupe	28 483	333	28 816
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 189	-	4 189
Total des capitaux propres	32 672	333	33 005
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	37 198	-	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	809	-	809
Provisions pour avantages du personnel	14 611	(355)	14 256
Autres provisions	1 338	-	1 338
Provisions non courantes	53 956	(355)	53 601
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	41 769	-	41 769
Passifs financiers non courants	42 688	-	42 688
Autres créditeurs non courants	4 989	-	4 989
Impôts différés passifs	4 479	-	4 479
Passif non courant	147 881	(355)	147 526
Provisions courantes	4 062	(11)	4 051
Fournisseurs et comptes rattachés	13 681	-	13 681
Passifs financiers courants	12 789	-	12 789
Dettes d'impôts courants	571	-	571
Autres créditeurs courants	19 900	-	19 900
Passif courant	51 003	(11)	50 992
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	-	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	231 962	(33)	231 929

(1) Données publiées en 2012, correspondant aux données publiées en 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

2.6 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	2012 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 883	(58)	4 825
Pertes de valeur (reprises)	752	-	752
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 197	58	9 255
Produits et charges financiers	944	-	944
Dividendes reçus des entreprises associées	201	-	201
Plus ou moins-values de cession	(443)	-	(443)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 390)	-	(2 390)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 144	-	13 144
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	-	(1 634)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	-	(1 586)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	9 924	-	9 924
Opérations d'investissement :			
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	20	-	20
Investissements incorporels et corporels	(13 386)	-	(13 386)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	748	-	748
Variations d'actifs financiers	(1 792)	-	(1 792)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 410)	-	(14 410)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 038)	-	(1 038)
Dividendes versés par EDF	(2 125)	-	(2 125)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(230)	-	(230)
Achats / ventes d'actions propres	(15)	-	(15)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 408)	-	(3 408)
Émissions d'emprunts	12 431	-	12 431
Remboursements d'emprunts	(4 869)	-	(4 869)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	190	-	190
Subventions d'investissement reçues	313	-	313
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	8 065	-	8 065
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	4 657	-	4 657
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	171
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 743	-	5 743
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	171
Incidence des variations de change	(44)	-	(44)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	38	-	38
Incidence des reclassements	(34)	-	(34)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 874	-	5 874

➤ Note 3 Opérations et événements majeurs

3.1 Opérations de financement

3.1.1 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 22 janvier 2013 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 250 millions d'euros avec un coupon de 4,25 % et une option de remboursement à 7 ans ;
- 1 250 millions d'euros avec un coupon de 5,375 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 1 250 millions de livres sterling avec un coupon de 6 % et une option de remboursement à 13 ans ;

En complément, EDF a procédé le 24 janvier 2013 à l'émission de titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 3 milliards de dollars américains avec un coupon de 5,25 % et une option de remboursement à 10 ans.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32 (voir note 1.3.20.4), ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013) pour un montant de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Une rémunération, comptabilisée en réduction des capitaux propres, a été versée en 2013 pour un montant de 103 millions d'euros.

3.1.2 Émission obligataire « verte »

Le 27 novembre 2013, EDF a reçu les fonds provenant de la première émission obligataire « verte » (« green bond ») réalisée par une grande entreprise pour un montant de 1,4 milliard d'euros, de maturité avril 2021, avec un coupon annuel de 2,25 %.

Les fonds levés seront exclusivement dédiés au financement de futurs projets d'énergies renouvelables menés par EDF Énergies Nouvelles.

3.2 Edison

3.2.1 Renégociations des contrats gaz

La Cour d'arbitrage de l'*International Chamber of Commerce* a rendu le 23 avril 2013 une sentence favorable à Edison dans le cadre du litige relatif à la révision de prix du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz avec Sonatrach (Algérie).

Par ailleurs, un accord a été signé entre Edison et Rasgas (Qatar) en juillet 2013 revoyant certaines conditions du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz (et notamment les conditions de prix) entre les deux parties.

Au total, il en résulte un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF en 2013 (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

Les arbitrages rendus sur le second semestre 2012 et relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye) s'étaient traduits par un impact positif de 680 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2012 du Groupe.

Au 31 décembre 2013, des procédures d'arbitrage restent en cours sur les contrats d'approvisionnement en gaz avec Promgas (Russie) et ENI (Libye).

3.2.2 Finalisation du bilan d'ouverture suite à la prise de contrôle le 24 mai 2012

Les actifs identifiables, passifs et passifs éventuels du groupe Edison qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date de prise de contrôle par le groupe EDF (le 24 mai 2012).

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2012, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation.

Ces travaux de finalisation n'ont pas conduit à modifier sur 2013 le bilan d'ouverture d'Edison présenté dans l'annexe aux comptes consolidés 2012 en note 3.1.4.

3.3 EDF Energy

3.3.1 Accords relatifs à la construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point

Le groupe EDF et le gouvernement britannique ont annoncé le 21 octobre 2013 un accord sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif à la construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point.

Le gouvernement britannique a également confirmé que le projet est éligible au programme de garantie de financements pour les projets d'infrastructure (« Infrastructure UK – IUK »). À l'issue des travaux de due diligence menés par IUK, une garantie par le Trésor britannique de la dette de financement des coûts globaux de construction avant la mise en service à hauteur de 65 % sera mise en place selon des termes et conditions en cours de finalisation.

En parallèle, des lettres d'intention ont été signées par EDF, Areva, CGN (China General Nuclear Corporation) et CNNC (China National Nuclear Corporation), définissant un cadre de partenariat stratégique et industriel pour le projet.

La structure actionnariale anticipée serait la suivante :

- | | |
|--------------|---------|
| ■ Groupe EDF | 45-50 % |
| ■ AREVA | 10 % |
| ■ CGN/CNNC | 30-40 % |

Des discussions sont également en cours avec une sélection d'investisseurs intéressés par le projet et dont la participation pourrait aller jusqu'à 15 %.

Le risque lié à la construction de la centrale dans le respect du budget et des délais sera partagé par le groupe EDF et ses partenaires.

Ces accords et la construction de la centrale restent conditionnés à la décision finale d'investissement, qui est soumise à la réalisation de certaines étapes clés, dont notamment l'accord sur l'ensemble du contrat d'investissement, la finalisation des accords avec les partenaires industriels et la décision de la Commission européenne relative aux aides d'État. Le 18 décembre 2013, celle-ci a annoncé avoir ouvert une enquête approfondie à ce sujet et a publié, le 31 janvier 2014, la version non confidentielle de sa décision, qui devrait être rapidement suivie d'une publication au Journal officiel, puis d'une période de consultation de l'ensemble des acteurs sur une période d'un mois.

3.3.2 Acquisition de la participation de Centrica dans Nuclear New Build Holdings

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20 % qu'elle détient dans Nuclear New Build Holdings (NNBH), société portant les projets de « nouveau nucléaire » au Royaume-Uni. EDF, qui détenait déjà 80 % de NNBH via EDF Energy, devient ainsi actionnaire à 100 % de cette société.

L'acquisition de la participation de Centrica se traduit par un impact positif de 228 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence positive entre la quote-part d'actifs récupérée et le prix payé suite à l'exercice de cette option.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20 % pour les centrales nucléaires en exploitation au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

3.4 Évolutions relatives à la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est une contribution fixée par l'État français et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par le groupe EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire.

Depuis 2007, et malgré la mise en place d'un mécanisme permettant une hausse régulière de la taxe par la loi de finances 2011, le montant de CSPE collectée ne suffisait pas à compenser l'augmentation de ces charges et le déficit créé venait peser sur l'endettement du Groupe.

L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros et des coûts de portage supportés par le Groupe, à hauteur de 0,6 milliard d'euros.

Un échéancier de remboursement progressif jusqu'en 2018 de cette créance de 4,9 milliards d'euros a été validé dans l'accord, la créance étant rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %). Cette rémunération est comptabilisée en produit financier dans les comptes consolidés du Groupe.

À la suite de cet accord, le Groupe a reconnu dans ses comptes consolidés clos le 31 décembre 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros et a transféré la créance de « Autres débiteurs » à « Prêts et créances financières » pour 4,3 milliards d'euros.

Par ailleurs, en application du décret du 23 février 2007, l'État a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF, aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme. Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012 (y compris les coûts de portage associés), pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation s'est accompagnée d'une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2,4 milliards d'euros. Au total, la dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros a ainsi permis d'atteindre l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La sortie des actifs financiers du portefeuille des actifs dédiés réalisée dans ce cadre sur 2013 se traduit ainsi par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 2,4 milliards d'euros.

La loi de finances rectificative pour 2013 reconnaît les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la CSPE.

3.5 Dalkia

3.5.1 Accord avec Veolia Environnement sur Dalkia

Le groupe EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia, spécialisée dans les services énergétiques.

Cette opération permettrait au groupe EDF de développer significativement sa présence dans le domaine des services énergétiques. Elle offrirait un potentiel de synergies important du fait de la complémentarité des métiers et expertises du groupe EDF et de Dalkia.

Au terme des discussions en cours, le groupe EDF reprendrait l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France tandis que les activités de Dalkia International seraient reprises par VE. Dans ce cadre, VE verserait au groupe EDF une soulte de 550 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia.

Cette opération se traduirait par une prise de contrôle des activités de Dalkia en France et par une cession de la participation du Groupe dans Dalkia International.

En application d'IFRS 5 et sur la base des conditions financières du projet d'accord, les actifs et passifs de Dalkia International au 28 octobre 2013 sont présentés en actifs et passifs destinés à être cédés dans le bilan consolidé du Groupe. Sur la base de la valeur nette consolidée de Dalkia International dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013 et du prix de cession évoqué dans le projet d'accord, aucune perte de valeur n'est à constater sur l'exercice à ce titre.

En cas d'accord, l'opération sera soumise à l'approbation des conseils d'administration et des autorités de la concurrence compétentes. Elle sera finalisée au plus tôt en milieu d'année 2014.

3.5.2 Projet d'acquisition de Citelum

Le 30 septembre 2013, le groupe EDF, à travers sa filiale à 100 % EDF Développement Environnement (EDEV), est entré en négociations exclusives avec Dalkia France en vue du rachat de la société Citelum, l'un des acteurs de référence du secteur de l'éclairage public et de l'équipement électrique urbain.

Cette opération permettra au Groupe d'enrichir son offre de services aux collectivités territoriales et de s'associer plus efficacement à leur avenir énergétique, clé de leur développement. Le groupe EDF pourra notamment apporter de nouvelles réponses à ses clients collectivités dans le domaine de l'éclairage public pour l'aménagement d'éco-quartiers.

Le 25 novembre 2013, Dalkia France et EDEV se sont mis d'accord pour étendre la période de négociations exclusives au 31 mars 2014 en raison des discussions en cours entre les groupes EDF et Veolia Environnement au sujet de leur filiale commune Dalkia (voir 3.5.1).

3.6 Accord avec Exelon sur CENG

Les groupes EDF et Exelon ont signé le 29 juillet 2013 un accord concernant CENG, entité détenue à 49,99 % par le groupe EDF et 50,01 % par le groupe Exelon. CENG exploite 5 réacteurs nucléaires aux États-Unis d'une puissance totale de 3,9 GW. Aux termes de cet accord, le groupe EDF délèguera la gestion opérationnelle de ces réacteurs à Exelon. L'accord prévoit également que le Groupe percevra un dividende exceptionnel de CENG de 400 millions de dollars (environ 300 millions d'euros) et bénéficiera d'une option de vente à la juste valeur de sa participation dans CENG à Exelon exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

L'accord est soumis à l'approbation de la *Nuclear Regulatory Commission* et des autorités réglementaires compétentes. Il devrait être finalisé en 2014.

3.7 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2012

3.7.1 Edison – Prise de contrôle par le groupe EDF

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison.

Le Groupe prend ainsi le contrôle d'Edison le 24 mai 2012 en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans Transalpina di Energia (TdE) (50 %) pour un montant total de 784 millions d'euros, correspondant à un prix négocié de 0,89 euro par action Edison.

Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi a pris le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 884 millions d'euros.

Par ailleurs, un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz a été signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Conformément aux dispositions de la réglementation boursière italienne, le groupe EDF a lancé le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. Les actions sans droit de vote n'ont pas fait l'objet d'une offre.

976 306 145 actions ordinaires – correspondant à un montant de 869 millions d'euros – ont été apportées par les actionnaires minoritaires dans le cadre de cette offre clôturée le 6 septembre 2012.

Entre le 2 et le 30 novembre 2012, il a également été proposé aux actionnaires minoritaires d'Edison une conversion de leurs actions sans droit de vote (« *saving shares* ») en actions ordinaires. À l'issue de la période, 437 573 actions sans droit de vote ont été converties en actions ordinaires.

Au 31 décembre 2012, suite à la clôture de l'offre publique obligatoire et de l'offre de conversion des actions sans droit de vote, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

La réglementation boursière italienne ne prévoit pas d'engagement du groupe EDF à acquérir les actions Edison restant détenues par des actionnaires minoritaires à l'issue de l'offre publique obligatoire.

3.7.2 Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire

En novembre 2007, EDF et ENEL avaient conclu une série d'accords organisant leur coopération dans le domaine du nucléaire, aux termes desquels ENEL prenait une participation de 12,5 % dans le projet EPR de Flamanville.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que l'abandon de la relance du programme nucléaire italien suite au referendum de juin 2011, ENEL et EDF ont annoncé le 4 décembre 2012 mettre un terme à cette coopération et renoncer à leurs options respectives dans les programmes de l'autre partenaire, ENEL abandonnant sa participation dans le projet EPR de Flamanville. À ce titre, EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet, soit 658 millions d'euros (pénalités comprises). En contrepartie, EDF bénéficiera de l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

➤ Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique devrait être transposée au régime des IEG par décret début 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe au 31 décembre 2013. Les effets des deux mesures principales citées précédemment constituent des modifications de régime et ont été comptabilisés en compte de résultat pour un montant avant effets d'impôt de 472 millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation ».

4.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3 et TURPE 4)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux public d'électricité (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet

2013. Cette annulation est sans impact direct sur les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 (« TURPE 3 bis ») prise sur proposition de la CRE en date du 29 mars 2013, a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, se substitue au tarif annulé et conduit à une diminution de 2,5 % des tarifs sur la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

La CRE a également publié, le 10 juillet 2013, sa délibération du 28 mai 2013 portant décision pour la période du 1^{er} août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation des tarifs de distribution de 2,1 % au 1^{er} août 2013 par rapport à la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

Le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution devant entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'environ 4 ans (TURPE 4). À l'issue de cette consultation, la CRE a publié le 13 novembre 2013 sa délibération portant projet de décision relative aux tarifs de distribution. Elle devrait entraîner une augmentation de 3,6 % du tarif d'acheminement au 1^{er} janvier 2014 et au-delà, de l'inflation.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative.

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au Journal officiel du 20 décembre 2013.

S'agissant des tarifs de transport, la délibération de la CRE du 3 avril 2013 a été publiée au Journal officiel du 30 juin 2013. Ce nouveau tarif (appelé TURPE 4 HTB) est applicable depuis le 1^{er} août 2013, pour une période d'environ quatre ans. À cette date, le tarif a augmenté de 2,4 % ; il sera ensuite ajusté chaque année de l'inflation.

4.3 Loi NOME

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,4 TWh pour l'année 2013. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échéancier fixé par arrêté. Ainsi, le volume estimé pour l'année 2014 représente 74,2 TWh, ce volume pouvant être réajusté selon certaines conditions au 1^{er} juillet 2014.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le 22 octobre 2013, le gouvernement a annoncé que le décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH devrait être publié avant la fin du premier trimestre 2014.

➤ Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Outre l'acquisition par le Groupe de la participation de Centrica dans Nuclear New Build Holdings décrite en note 3.3.2, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2013 concernent les entités suivantes.

5.1 Cession de la participation du Groupe dans SSE

Le groupe EDF a reçu le 24 mai 2013 une offre irrévocable d'Energetický a Průmyslový Holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49 % dans Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

La finalisation de la transaction a eu lieu le 27 novembre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence, sur la base d'une valorisation de la participation du Groupe dans SSE à environ 400 millions d'euros. Sur l'opération, une plus-value de cession avant impôt de 54 millions d'euros a été comptabilisée en « Autres produits et charges opérationnels ».

5.2 Fusion d'entités en Pologne

En 2013, les sociétés EDF Polska Cuw, EDF Polska Centrala, EDF Krakow et ERSA ont fusionné pour former EDF Polska SA, entité détenue à 96,5 % par le groupe EDF.

Ces opérations de fusion sont sans incidence sur les comptes consolidés du Groupe.

5.3 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2012

Outre la prise de contrôle d'Edison présentée en note 3.7.1, les principales évolutions du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2012 sont relatives à :

- l'acquisition des participations d'EnBW dans les filiales ERSA, Kogeneracja et EDF Polska (Pologne) ;
- l'acquisition de 100 % d'Enerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg par Électricité de Strasbourg.

➤ Note 6 Informations sectorielles

6.1 Informations par secteur opérationnel

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité Exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité et ERDF, et regroupe principalement les activités de Production et Commercialisation (non régulées), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;

- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris EDF Energy Nuclear Generation Ltd et EDF Development Company Ltd ;
- « **Italie** » qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE et Fenice ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique Latine et en Asie ;
- « **Autres activités** » qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2013

Compte de résultat

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	40 210	9 782	12 875	7 841	4 886	-	75 594
Chiffre d'affaires inter-secteur	762	-	2	244	1 023	(2 031)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 972	9 782	12 877	8 085	5 909	(2 031)	75 594
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 778	1 992	1 098	1 128	1 769	-	16 765
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 229	1 021	258	(228)	1 131	-	8 411
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	91 702	13 286	9 579	7 532	11 204	-	133 303
Participations dans les entreprises associées	5 134	47	51	2 009	572	-	7 813
Goodwill	-	8 140	-	449	617	-	9 206
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	29 443	4 560	3 962	1 597	6 346	-	45 908
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	3 619	-	3 619
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	56 952
TOTAL ACTIF	126 279	26 033	13 592	11 587	22 358	-	256 801
Autres informations :							
Investissements corporels et incorporels	9 015	1 339	348	514	2 111	-	13 327
Dotations aux amortissements	(4 698)	(903)	(740)	(593)	(582)	-	(7 516)
Pertes de valeur	(71)	(7)	(88)	(707)	(139)	-	(1 012)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 Au 31 décembre 2012

Compte de résultat

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	39 120	9 739	10 098	7 976	5 245	-	72 178
Chiffre d'affaires inter-secteur	585	-	-	212	632	(1 429)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	39 705	9 739	10 098	8 188	5 877	(1 429)	72 178
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 853	2 047	1 019	1 066	2 013	-	15 998
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 489	965	266	84	1 355	-	8 159
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	86 077	13 206	10 017	8 784	11 783	-	129 867
Participations dans les entreprises associées	4 818	25	51	2 111	582	-	7 587
Goodwill	-	8 339	-	605	1 468	-	10 412
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	27 627	4 332	4 102	1 825	7 310	-	45 196
Actifs détenus en vue de la vente	-	240	1	-	-	-	241
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	56 781
TOTAL ACTIF	118 522	26 142	14 171	13 325	21 143	-	250 084
Autres informations :							
Investissements corporels et incorporels	8 235	1 643	438	490	2 580	-	13 386
Dotations aux amortissements	(4 186)	(888)	(644)	(590)	(541)	-	(6 849)
Pertes de valeur	-	(234)	(44)	(389)	(85)	-	(752)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- « **Distribution** » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

<i>(en millions d'euros)</i>	Production – Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations	Total
Au 31 décembre 2013 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	25 789	14 699		310	(588)	40 210
– dont reste du monde	30 485	1 152	219	3 528	-	35 384
CHIFFRE D'AFFAIRES	56 274	15 851	219	3 838	(588)	75 594
Au 31 décembre 2012 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	25 330	14 194	-	159	(563)	39 120
– dont reste du monde	29 264	431	-	3 363	-	33 058
CHIFFRE D'AFFAIRES	54 594	14 625	-	3 522	(563)	72 178

Compte de résultat

➤ Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	71 512	67 538
Autres ventes de biens et de services	3 235	3 837
Trading	847	803
CHIFFRE D'AFFAIRES	75 594	72 178

Au-delà de la croissance organique résultant d'effets prix ou volumes, la croissance du chiffre d'affaires sur l'exercice 2013 est liée aux effets favorables de variations de périmètre (principalement Edison).

➤ Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(13 428)	(13 815)
Achats d'énergie	(16 547)	(15 279)
Charges de transport et d'acheminement	(9 268)	(8 191)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(123)	73
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(317)	114
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(39 683)	(37 098)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fossiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

La hausse des achats de combustible et d'énergie au titre de l'exercice 2013 s'explique par les mêmes facteurs que ceux ayant concouru à la hausse du chiffre d'affaires.

➤ Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Services extérieurs	(11 069)	(11 948)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 465)	(3 223)
Production stockée et immobilisée	4 296	5 233
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	211	220
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 027)	(9 718)

➤ Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Rémunérations	(7 493)	(7 423)
Charges de Sécurité sociale	(1 769)	(1 641)
Intéressement et participation	(245)	(211)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(372)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(99)	(229)
Avantages à court terme	(9 994)	(9 876)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(802)	(795)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(948)	(755)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 750)	(1 550)
Autres avantages à long terme	(123)	(282)
Indemnités de fin de contrat	(12)	(2)
Autres charges de personnel	(135)	(284)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 879)	(11 710)

10.2 Effectifs moyens

	2013	2012
Statut IEG	101 732	98 783
Autres	53 209	55 947
EFFECTIFS MOYENS	154 941	154 730

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont pris en compte au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 14 843 équivalents temps plein au 31 décembre 2013 (18 967 équivalents temps plein au 31 décembre 2012).

➤ Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Impôts et taxes sur rémunérations	(236)	(221)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 476)	(1 435)
Autres impôts et taxes	(1 821)	(1 631)
IMPÔTS ET TAXES	(3 533)	(3 287)

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2013	2012
Subventions d'exploitation	12.1	5 312	4 824
Produit (charge) net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM		-	93
Résultat de déconsolidation	12.2	298	75
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(98)	298
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(203)	(235)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	12.3	(123)	119
Autres produits et charges	12.4	107	459
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 293	5 633

12.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 103 millions d'euros en 2013 (4 687 millions d'euros en 2012). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2013 :

- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 62 millions d'euros (270 millions d'euros en 2012) ;
- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités DVAS pour 186 millions d'euros (281 millions d'euros en 2012) ;
- une plus-value de cession de la participation du Groupe dans SSE pour 54 millions d'euros.

12.3 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2013, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 5 millions d'euros les reprises de juste valeur sur les contrats de vente de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 au fur et à mesure de leur dénouement (139 millions d'euros en 2012).

12.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent notamment en 2012 et 2013 les effets au titre des exercices antérieurs des renégociations favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz.

➤ Note 13 Pertes de valeur/reprises

13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2013	2012
Pertes de valeur sur goodwill	18	(194)	(52)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(56)	(27)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés ⁽¹⁾	21-22-46	(762)	(727)
Reprise de provision pour risque Italie		-	54
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISSES		(1 012)	(752)

(1) Dont (74) millions d'euros relatifs aux actifs destinés à être cédés en 2012.

En 2012, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (752) millions d'euros étaient principalement relatives à CENG pour (396) millions d'euros (en lien avec la baisse des prix à long terme de l'électricité) et à EDF Energy pour (234) millions d'euros (pertes de valeur sur les actifs de production thermique de West Burton et Sutton Bridge).

Les pertes de valeurs enregistrées en 2013 s'élèvent à (1 012) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Les tableaux ci-après présentent les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie et autres actifs du Groupe en 2013, avec les hypothèses clés retenues.

Tests de dépréciation sur la valeur des goodwill et des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2013 <i>(en millions d'euros)</i>
Royaume-Uni	EDF Energy	6,8 %	-	-
Italie	Marque Edison	7,8 – 10,5 %	2 %	-
Autre international	EDF Luminus	6,6 %	2 %	(102)
Autres activités	Dalkia Investissement	6,8 %	-	(49)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	5 % – 11,3 %	-	(5)
Autres pertes de valeur sur goodwill				(38)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉFINIE				(194)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2013 (en millions d'euros)
Italie	Actifs d'Edison	Baisse des volumes	6,8 – 9,6 %	(89)
Autre international	Centrale Sloe aux Pays-Bas	Baisse des spark spreads	6,1 %	(174)
Autre international	Centrales de CENG	Baisse des prix de l'électricité	6,2 %	(146)
Autre international	Projet de centrale à charbon supercritique en Pologne	Suspension du projet	-	(125)
Autre international	Centrales d'EDF Luminus en Belgique	Notifications de mise sous cocon	6,6 %	(127)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Nouvelles réglementations	5 % – 11,3 %	(89)
Autres pertes de valeur sur actifs				(68)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(818)

Hypothèses générales

La méthodologie de calcul des CMPC est identique à celle retenue en 2012. Les CMPC utilisés en 2013 sont cependant en baisse par rapport à l'an dernier en raison de la baisse des taux sans risque.

S'agissant des courbes de prix, les tendances macro-économiques de fond restent inchangées par rapport à 2012 mais les niveaux sont baissiers : les marchés européens affichent en effet des surcapacités plus ou moins profondes auxquelles s'ajoute dans certains pays un durcissement des contraintes réglementaires.

Royaume Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 140 millions d'euros au 31 décembre 2013. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui en opération au Royaume-Uni.

Jusqu'en 2012, le goodwill était alloué à deux niveaux :

- ESCS : Energy Sourcing and Customer Supply, activité de production-commercialisation, incluant le développement de la centrale de West Burton ;
- Nuclear Generation : activités nucléaires incluant les centrales en exploitation et les projets de développement d'EPR.

En 2013, EDF Energy a procédé à une réorganisation opérationnelle de ses activités afin de mettre en adéquation son organisation avec son modèle de producteur/commercialisateur intégré et de renforcer sa gouvernance globale. Suite à cette réorganisation, l'analyse menée par le Groupe a conclu à la pertinence de tester le goodwill en regroupant les unités génératrices de trésorerie (ESCS et Nuclear Generation).

La valeur recouvrable de l'ensemble EDF Energy est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés sur la durée d'utilité estimée

des unités de production. Celle-ci tient compte de l'allongement attendu de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de la mise en service de quatre EPR d'une durée de vie de soixante ans.

Pour les installations de production existantes, la valeur recouvrable est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité au Royaume-Uni. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une résorption progressive des surcapacités actuelles, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, entraînant l'apparition de besoins de nouveaux moyens de production.

Les prix de vente de l'électricité produite par les futurs EPR reposent quant à eux sur le « Contract for Difference » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement Britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

L'utilisation d'un CMPC majoré d'un demi-point n'entraînerait pas de dépréciation. De même, si l'hypothèse du nombre d'EPR construits était ramenée de quatre à deux, la valeur recouvrable d'EDF Energy resterait supérieure à sa valeur comptable.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie, la marque « Edison », enregistrée dans les comptes consolidés du Groupe pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

Concernant les autres actifs d'Edison présentant un indice de perte de valeur, les tests font ressortir (89) millions de dépréciations, dont un peu plus de la moitié au titre de la relation clientèle valorisée en mai 2012 lors de la prise de contrôle (accélération de l'attrition du portefeuille clients).

Autre international

SLOE

SLOE est une centrale à cycle combiné gaz de 870 MW installée dans le sud-ouest des Pays-Bas détenue à 50/50 par le groupe EDF et Delta.

La baisse des *spark spreads* a conduit le Groupe à tester la valeur de cet actif. Le test prend en compte les flux de trésorerie sur la base du plan à moyen terme puis au-delà, les hypothèses long terme de l'entreprise sur les *spark spreads* jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale en 2034.

La mise en œuvre du test sur la base d'un taux d'actualisation de 6,1 % fait ressortir une dépréciation de (174) millions d'euros.

CENG

La valeur recouvrable des actifs de CENG est déterminée à partir des flux de trésorerie sur la durée d'exploitation des centrales de production. Le test de dépréciation est réalisé sur la base du plan à moyen terme approuvé par le Conseil d'administration de CENG avec prise en compte des synergies résultant de l'accord du 29 juillet 2013 avec Exelon (voir note 3.6).

En 2013, les prix *forward* et les prix à long terme de l'électricité aux États-Unis ont encore baissé. La dégradation des prix de l'électricité conduit ainsi à la comptabilisation d'une dépréciation de (146) millions d'euros au 31 décembre 2013.

EDF Luminus

Les conditions de marché de l'électricité en Belgique se sont durcies en 2013 (baisse des prix, forte pression concurrentielle, contraintes réglementaires supplémentaires). De ce fait, les hypothèses de prix de marché retenues pour les tests 2013 sont inférieures à celles du test 2012 sur l'électricité et les *clean spark spreads* à court et moyen terme.

Dans ce contexte, en mars 2013, EDF Luminus a notifié au gouvernement belge la mise à l'arrêt temporaire de la centrale thermique de Seraing à l'horizon mi-2014. Cette décision a conduit à la mise en œuvre d'un test et à la dépréciation totale de la centrale pour (112) millions d'euros en 2013.

Par ailleurs, des dépréciations complémentaires ont été comptabilisées pour (15) millions d'euros sur des petites centrales pour lesquelles des décisions de notification de mises à l'arrêt temporaires ou définitives ont été prises.

Enfin, la dégradation des hypothèses de prix de marché a également conduit à la comptabilisation d'une dépréciation du goodwill d'EDF Luminus pour (102) millions d'euros. Au 31 décembre 2013, le goodwill d'EDF Luminus s'élève à 281 millions d'euros après dépréciation.

EDF Polska

Un projet de construction d'une centrale à charbon supercritique de 900 MW sur le site de Rybnik en Pologne a été lancé en septembre 2011 dans la perspective du remplacement de quatre centrales plus anciennes.

Le changement des conditions économiques et réglementaires en Pologne a impacté le taux de rendement attendu du projet et rendu impossible sa poursuite en l'état, ce qui a conduit à sa suspension.

Au 31 décembre 2013, le montant total des investissements réalisés spécifiques à ce projet s'élève à 160 millions d'euros dont 35 millions d'euros seront réutilisés sur le site de Rybnik. Une dépréciation de (125) millions d'euros est donc comptabilisée sur l'exercice.

Autres activités

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2013, (94) millions d'euros de dépréciations ont été comptabilisés au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (dont (5) millions d'euros relatifs à des goodwill).

Ces dépréciations portent sur des projets sur lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés (mesures législatives et fiscales, passage au prix de marché) notamment aux États-Unis et en Europe (Grèce, Espagne).

Dalkia Investissement

En 2013, le ralentissement de l'activité de Dalkia Investissement (exploitation de centrales de cogénération) et la chute des *clean spark spreads* a conduit à mettre en œuvre un test de dépréciation. Ce test, effectué à partir des valeurs d'utilité des actifs obtenues sur la base des plans à moyen terme à 5 ans et d'une valeur terminale, fait ressortir une valeur recouvrable des actifs inférieure à la valeur à tester.

En conséquence, l'intégralité du goodwill a été dépréciée pour (49) millions d'euros.

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2013 correspondent aux éléments suivants :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.1) ;
- des charges de restructuration pour (60) millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique, aux États-Unis et dans certains pays d'Europe centrale.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2012 intègrent les éléments suivants :

- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment) ;
- les effets de la prise de contrôle d'Edison par le Groupe à hauteur de (58) millions d'euros ;
- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé.

➤ Note 15 Résultat financier

15.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 406)	(2 538)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(2)	39
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	11	(39)
Résultat net de change sur endettement	(6)	95
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 403)	(2 443)

15.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 255)	(1 368)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 619)	(1 889)
Autres provisions et avances	(108)	(4)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 982)	(3 261)

Les effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs intègrent sur l'exercice 2012 une charge de (244) millions d'euros liée à la révision du taux d'actualisation pour la France.

15.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	23	38
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 081	708
Produits (charges) sur autres actifs financiers	375	968
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	120	(70)
Autres charges financières	(256)	(245)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(99)	(93)
Rendement des actifs de couverture	565	639
Intérêts d'emprunts capitalisés	487	425
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 296	2 370

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2013, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 714 millions d'euros (260 millions d'euros en 2012).

En 2013, les produits sur autres actifs financiers intègrent un produit de 83 millions d'euros au titre des coûts de portage de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012. En 2012, un produit de 629 millions d'euros est comptabilisé à ce niveau au titre des coûts de portage passés cumulés – voir note 3.4.

➤ Note 16 Impôts sur les résultats

16.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2013	2012
Impôts exigibles	(2 111)	(1 619)
Impôts différés	169	46
TOTAL	(1 942)	(1 573)

En 2013, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 557) millions d'euros et des autres filiales pour (554) millions d'euros (respectivement (1 058) millions d'euros et (561) millions d'euros en 2012).

16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2013	2012
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 322	4 825
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	36,10 %
Charge théorique d'impôt	(2 022)	(1 742)
Différences de taux d'imposition	366	346
Différences permanentes	(112)	(62)
Impôts sans base	(131)	49
Actifs d'impôts différés non reconnus	(43)	(172)
Autres	-	8
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 942)	(1 573)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	36,50 %	32,60 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2013 et 2012 est affecté à la hausse par les pertes de valeurs. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2013 et en 2012 respectivement à 33,7 % et à 29,1 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2013 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 366 millions d'euros, dont 254 millions d'euros relatifs à la baisse de 3 points du taux d'imposition au Royaume-Uni ;
 - l'impact négatif des lois de finances 2012 et 2013 en France pour (135) millions d'euros – hors effet de l'augmentation du taux d'impôt à 38 % – correspondant principalement à la taxe sur dividendes et à la limitation de la déductibilité d'intérêts financiers.
- pour 2012 : l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 346 millions d'euros, dont 177 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni.

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2013	2012
Impôts différés actifs	3 421	3 102
Impôts différés passifs	(5 601)	(4 479)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{ER} JANVIER	(2 180)	(1 377)
Variation en résultat net	169	46
Variation en capitaux propres	(233)	485
Écarts de conversion	68	(53)
Mouvements de périmètre	46	(1 357)
Autres mouvements	(35)	76
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(2 165)	(2 180)
Dont impôts différés actifs	2 839	3 421
Dont impôts différés passifs	(5 004)	(5 601)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2013 est liée à hauteur de (117) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (528 millions d'euros sur l'exercice 2012).

16.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Impôts différés actifs:		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	241	185
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	6 062	6 168
Autres provisions non déductibles	941	731
Autres différences temporelles déductibles	1 409	1 257
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	613	656
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	710	872
Compensation impôts différés actif/passif	(4 651)	(3 793)
Sous-total impôts différés actifs	5 325	6 076
Impôts différés actifs non constatés	(2 486)	(2 655)
Total des impôts différés actifs au bilan	2 839	3 421
Impôts différés passifs:		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 680)	(5 570)
Autres différences temporelles taxables	(1 152)	(849)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(2 823)	(2 975)
Compensation impôts différés actif/passif	4 651	3 793
Total des impôts différés passifs au bilan	(5 004)	(5 601)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(2 165)	(2 180)

Au 31 décembre 2013, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 486 millions d'euros (2 655 millions d'euros au 31 décembre 2012). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2013 à hauteur de 1 747 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (1 747 millions d'euros au 31 décembre 2012).

➤ Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 517	3 275
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(103)	-
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	3 414	3 275
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 852 523 933	1 847 342 956
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 852 523 933	1 847 342 956
Résultats par action (en euros):		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,84	1,77
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,84	1,77

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

➤ Note 18 Goodwill

18.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 412	11 648
Acquisitions	6	129
Cessions	(38)	-
Pertes de valeur (note 13)	(194)	(52)
Écarts de conversion	(191)	209
Mouvements de périmètre et autres	(789)	(1 522)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	9 206	10 412
Valeur brute à la clôture	9 938	11 079
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(732)	(667)

En 2013, les variations observées sont liées principalement à :

- des écarts de conversion pour (191) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- des pertes de valeur pour (194) millions d'euros, dont (102) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus et (49) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill de Dalkia Investissement ;
- des mouvements de périmètre intégrant à hauteur de (789) millions d'euros l'effet du reclassement des goodwill associés à Dalkia International en « Actifs détenus en vue de leur vente ».

En 2012, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions intégrant un goodwill de 89 millions d'euros enregistré suite à la prise de contrôle d'Énerest par Électricité de Strasbourg ;
- des écarts de conversion pour 209 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- les mouvements de périmètre intégrant à hauteur de (1 400) millions d'euros la décomptabilisation du goodwill historique d'Edison suite à la détermination de la juste valeur des actifs acquis et passifs repris effectuée dans le cadre de la prise de contrôle intervenue le 24 mai 2012.

18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
EDF Energy	8 140	8 339
Total Royaume-Uni	8 140	8 339
EDF Luminus (Belgique)	281	383
ESTAG (Autriche)	112	112
Autres	56	110
Total Autre international	449	605
Dalkia International	-	800
EDF Énergies Nouvelles	189	195
Autres	428	473
Total Autres activités	617	1 468
TOTAL GROUPE	9 206	10 412

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2013 <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Logiciels	1 772	565	(121)	(14)	(62)	(13)	2 127
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	873	-	-	(2)	-	(24)	847
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	516	1 053	(739)	(1)	-	(3)	826
Autres immobilisations incorporelles	5 032	226	(9)	(13)	(302)	(4)	4 930
Immobilisations incorporelles en cours	1 771	175	-	(3)	(4)	49	1 988
Valeurs brutes	9 964	2 019	(869)	(33)	(368)	5	10 718
Amortissements et dépréciations	(2 339)	(789)	135	22	201	28	(2 742)
VALEURS NETTES	7 625	1 230	(734)	(11)	(167)	33	7 976

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2013 la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 1 165 millions d'euros (inchangé par rapport au 31 décembre 2012).

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (56) millions d'euros a été enregistrée en 2013.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 543 millions d'euros en 2013.

Au 31 décembre 2012 <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
Valeurs brutes	6 964	1 509	(784)	32	1 947	296	9 964
Amortissements et dépréciations	(2 262)	(659)	160	(6)	626	(198)	(2 339)
VALEURS NETTES	4 702	850	(624)	26	2 573	98	7 625

Les mouvements de périmètre concernent principalement les effets de la prise de contrôle du groupe Edison.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (27) millions d'euros a été enregistrée en 2012.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 527 millions d'euros en 2012.

➤ Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Immobilisations	47 425	45 919
Immobilisations en cours	1 371	1 303
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	48 796	47 222

20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2012	2 214	75 367	3 331	80 912
Augmentations ⁽¹⁾	77	3 488	338	3 903
Diminutions	(35)	(477)	(182)	(694)
Autres mouvements	-	(7)	1	(6)
Valeurs brutes au 31/12/2013	2 256	78 371	3 488	84 115
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(1 191)	(31 642)	(2 160)	(34 993)
Dotations nettes aux amortissements	(39)	(191)	(143)	(373)
Diminutions	30	387	180	597
Autres mouvements ⁽²⁾	(9)	(1 819)	(93)	(1 921)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(1 209)	(33 265)	(2 216)	(36 690)
Valeurs nettes au 31/12/2012	1 023	43 725	1 171	45 919
VALEURS NETTES AU 31/12/2013	1 047	45 106	1 272	47 425

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

➤ Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités

21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Immobilisations	6 488	6 256
Immobilisations en cours	1 030	926
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 518	7 182

21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2012	1 322	9 666	594	1 223	12 805
Augmentations	186	585	21	41	833
Diminutions	(3)	(17)	(5)	(9)	(34)
Écarts de conversion	2	(13)	(9)	(18)	(38)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(11)	69	1	(389)	(330)
Valeurs brutes au 31/12/2013	1 496	10 290	602	848	13 236
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(794)	(4 709)	(294)	(752)	(6 549)
Dotations nettes aux amortissements	(29)	(292)	(17)	(48)	(386)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(4)	-	-	(4)
Diminutions	2	14	5	8	29
Écarts de conversion	-	6	5	14	25
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	3	5	-	129	137
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(818)	(4 980)	(301)	(649)	(6 748)
Valeurs nettes au 31/12/2012	528	4 957	300	471	6 256
VALEURS NETTES AU 31/12/2013	678	5 310	301	199	6 488

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent au 31 décembre 2013 les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

➤ Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Immobilisations	52 055	51 392
Immobilisations en cours	16 655	16 130
Immobilisations financées par location-financement	303	316
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	69 013	67 838

Au 31 décembre 2013, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni.

Des pertes de valeur pour (214) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2013 sur des immobilisations en cours, dont (125) millions d'euros relatifs au projet de construction d'une centrale à charbon supercritique en Pologne.

Les pertes de valeurs sur des immobilisations en cours s'élèvent à (10) millions d'euros en 2012.

22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 31/12/2012	11 928	64 204	17 869	867	14 907	109 775
Augmentations	594	2 383	2 502	30	2 569	8 078
Diminutions	(116)	(702)	(330)	(8)	(391)	(1 547)
Écarts de conversion	(46)	(395)	(58)	-	(415)	(914)
Mouvements de périmètre	(481)	-	(7)	(320)	(2 279)	(3 087)
Autres mouvements	89	(166)	(16)	3	10	(80)
Valeurs brutes au 31/12/2013	11 968	65 324	19 960	572	14 401	112 225
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(6 500)	(37 038)	(8 647)	(449)	(5 749)	(58 383)
Dotations nettes aux amortissements	(345)	(2 298)	(875)	(29)	(931)	(4 478)
Pertes de valeur nettes de reprises	(3)	(146)	(344)	-	(51)	(544)
Diminutions	83	561	322	7	312	1 285
Écarts de conversion	13	102	48	-	98	261
Mouvements de périmètre	178	-	4	160	1 046	1 388
Autres mouvements	(9)	71	10	1	228	301
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(6 583)	(38 748)	(9 482)	(310)	(5 047)	(60 170)
Valeurs nettes au 31/12/2012	5 428	27 166	9 222	418	9 158	51 392
VALEURS NETTES AU 31/12/2013	5 385	26 576	10 478	262	9 354	52 055

22.3 Contrats de location-financement

	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	120	17	58	45	58
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	767	59	233	475	478

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

➤ Note 23 Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2013			31/12/2012	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
RTE Réseau de Transport d'Électricité	T	100,00	5 134	494	4 818	408
Alpiq	P, D, A, T	25,00	947	(214)	1 203	(201)
Taishan	P	30,00	810	-	693	-
Dalkia Holding	A	34,00	363	22	422	(1)
NTPC	P	40,00	144	32	123	27
Autres participations dans les entreprises associées			415	41	328	28
TOTAL			7 813	375	7 587	261

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur l'exercice 2013 sont les suivants :

(en millions d'euros)

Excédent brut d'exploitation 2013	1 788
Résultat net 2013	494
Capitaux propres au 31 décembre 2013	5 134
Total bilan au 31 décembre 2013	16 581
Endettement financier net au 31 décembre 2013	7 459

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2013, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2013, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 357 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2013 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 140 millions d'euros et 209 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 296 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 670 millions d'euros au 31 décembre 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012). Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 56 millions d'euros sur l'exercice 2013.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

23.2 Alpiq

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, le prêt hybride des actionnaires et l'emprunt hybride public ont été comptabilisés en capitaux propres à compter de la réception des fonds dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées ».

23.2.1 Indicateurs financiers publiés

Pour l'exercice 2012, les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)

Chiffre d'affaires 2012	10 553
Résultat net 2012	(902)
Capitaux propres au 31 décembre 2012	4 150
Total bilan au 31 décembre 2012	12 247

23.2.2 Pertes de valeur

En 2013, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans Alpiq pour un montant de (284) millions d'euros. Elles correspondent à de nouvelles dépréciations d'actifs enregistrées par Alpiq à hauteur de (91) millions d'euros, ainsi qu'à une dépréciation du goodwill et de certains actifs existant au niveau du groupe EDF pour (193) millions d'euros. Ces pertes de valeur résultent d'une détérioration du contexte énergétique en Suisse, avec notamment une baisse des prix à terme observée sur l'année. Alpiq est par ailleurs toujours engagé dans une phase de réorganisation globale.

En 2012, Alpiq a annoncé que des adaptations supplémentaires seraient nécessaires au regard des conditions de marché difficiles ainsi que des mutations profondes dans le paysage énergétique européen, avec pour conséquences un renforcement de son programme de réduction de coûts et

des pertes de valeur pour un montant de (248) millions d'euros (en quote-part EDF). Ces dépréciations enregistrées par Alpiq ont porté notamment sur des actifs en Suisse et en Italie.

➤ Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Combustible nucléaire	10 779	(14)	10 765	10 297	(15)	10 282
Autre combustible	2 023	(4)	2 019	2 104	(4)	2 100
Autres matières premières	1 354	(254)	1 100	1 298	(217)	1 081
En cours de production de biens et services	92	(24)	68	216	(30)	186
Autres stocks	618	(20)	598	625	(61)	564
TOTAL STOCKS	14 866	(316)	14 550	14 540	(327)	14 213

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 973 millions d'euros au 31 décembre 2013 (7 591 millions d'euros au 31 décembre 2012).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 686 millions d'euros au 31 décembre 2013 (764 millions d'euros au 31 décembre 2012).

➤ Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	19 869	20 518
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 313	2 927
Dépréciation	(1 045)	(948)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	22 137	22 497

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

25.1 Créances échues / non échues

(en millions d'euros)	31/12/2013			31/12/2012		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 182	(1 045)	22 137	23 445	(948)	22 497
dont créances échues de moins de 6 mois	1 810	(265)	1 545	2 144	(251)	1 893
dont créances échues de 6 à 12 mois	626	(172)	454	688	(211)	477
dont créances échues de plus de 12 mois	1 125	(539)	586	1 046	(408)	638
dont total des créances échues	3 561	(976)	2 585	3 878	(870)	3 008
dont total des créances non échues	19 621	(69)	19 552	19 567	(78)	19 489

25.2 Opérations de titrisations

(en millions d'euros)	31/12/2013
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	11
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 151

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 151 millions d'euros au 31 décembre 2013, dont 710 millions d'euros par le groupe Edison (1 185 millions d'euros en décembre 2012, dont 774 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

➤ Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Charges constatées d'avance	1 451	1 621
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	1 357	997
Créances TVA	2 278	2 001
Créances fiscales (hors TVA)	699	678
Autres créances d'exploitation	3 436	3 189
AUTRES DÉBITEURS	9 221	8 486
Dont valeurs brutes	9 306	8 583
Dont dépréciation	(85)	(97)

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2013, à l'exception de la part relative au déficit généré antérieurement au 31 décembre 2012 et aux coûts de portage associés qui figurent en actifs financiers (voir note 3.4).

➤ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2013 le capital social d'EDF s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Au 31 décembre 2013, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 752 759 actions pour une valeur de 47 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2013 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2012 de 1,25 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2012, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2012 s'est élevé à 0,68 euro par action.

L'Assemblée générale a également décidé d'offrir à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles d'EDF pour une quote-part de 0,10 euro sur le solde de 0,68 euro par action du dividende restant à distribuer.

Le solde du dividende au titre de l'exercice 2012 a été mis en paiement le 8 juillet 2013 pour un montant de 1 256 millions d'euros :

- la mise en paiement en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros correspondant à l'émission de 11 141 806 actions à la valeur nominale de 0,50 euro chacune, accompagnée d'une prime d'émission de 165 millions d'euros (montant net des frais d'émission) ;
- la mise en paiement en numéraire s'élève à 1 085 millions d'euros.

Le 26 novembre 2013, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2013, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2013 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le dispositif prendra effet pour le paiement en 2014 du dividende au titre de l'exercice 2013.

27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

Le Groupe a émis en janvier 2013 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 6 125 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.1.1.

En 2013, une rémunération a été versée aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 103 millions d'euros.

➤ Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013			31/12/2012		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 447	19 100	20 547	1 094	18 431	19 525
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		265	21 885	22 150	225	20 754	20 979
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 712	40 985	42 697	1 319	39 185	40 504
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	51	1 193	1 244	45	1 090	1 135
Provisions pour avantages du personnel	31	950	18 542	19 492	900	19 119	20 019
Autres provisions	32	2 135	1 755	3 890	1 618	1 873	3 491
TOTAL PROVISIONS		4 848	62 475	67 323	3 882	61 267	65 149

➤ Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction d'une part des législations et des réglementations propres à chaque pays et d'autre part des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations	Diminutions		Autres mouvements	31/12/2013
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	11 817	871	(634)	(3)	(97)	11 954
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 708	567	(138)	-	456	8 593
Provisions pour aval du cycle nucléaire	19 525	1 438	(772)	(3)	359	20 547
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 428	656	(193)	(1)	712	18 602
Provisions pour derniers cœurs	3 551	171	-	-	(174)	3 548
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 979	827	(193)	(1)	538	22 150
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	40 504	2 265	(965)	(4)	897	42 697

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire incluent à hauteur de 1 038 millions d'euros la variation des passifs nucléaires d'EDF Energy, avec pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (*Nuclear Liabilities Fund*) et du gouvernement britannique au titre de la couverture de ses obligations nucléaires de long terme (voir note 36.4). Cette variation résulte à hauteur de 1 173 millions d'euros de la révision en 2013 des hypothèses de calcul des passifs nucléaires.

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
(en millions d'euros)	Note 29.1	Note 29.2	Note 29.3	Note 29.4	
Provisions pour gestion du combustible usé	9 779	2 175	-	-	11 954
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	1 049	-	2	8 593
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2013	17 321	3 224	-	2	20 547
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2012	16 611	2 913	-	1	19 525
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	4 882	508	188	18 602
Provisions pour derniers cœurs	2 313	1 185	50	-	3 548
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2013	15 337	6 067	558	188	22 150
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2012	14 771	5 489	547	172	20 979

29.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions d'EDF prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 48).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

29.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible usé

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

29.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activités (FMA) ;
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat DGEC) et réunissant les administrations concernées (DGEC, Agence des Participations de l'État et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a réalisé en 2012 et 2013 des études d'esquisse prenant notamment en compte des options de conception proposées par les producteurs. Elle étudie à ce stade des optimisations techniques identifiées conjointement avec les producteurs et devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage, intégrant ces éléments, au plus tôt mi 2014, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le ministre chargé de l'Énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), le processus de recherche de site a repris, notamment par des campagnes de reconnaissance géologique autour du site de Soulaïnes. Le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL a été révisé pour tenir compte de nouvelles hypothèses techniques et calendaires, sans modification significative du niveau de la provision.

En 2013, une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs a été comptabilisée pour un montant de 208 millions d'euros afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique. Cette variation se traduit au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Excédent brut d'exploitation ».

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires de la filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les provisions sont évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en euro/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;

- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'inter-comparaison internationale réalisées avec un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude.

Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en euro/MW.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A)

La provision est évaluée à partir du devis de déconstruction remis à jour en 2012.

Cette évaluation repose sur les hypothèses structurantes suivantes :

- stratégie de démantèlement dans les délais les plus courts possible (hypothèse inchangée par rapport au précédent devis) ;
- stratégie d'entreposage des déchets MAVL dans une Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est désormais prévue pour 2016, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- disponibilité de l'exutoire pour les déchets graphite à l'horizon 2025 ;
- obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

29.1.4 Provision pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF au 31 décembre 2013 pour le calcul des provisions est de 4,8 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (hypothèses inchangées par rapport au 31 décembre 2012).

- Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2013.

■ Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements.

La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Ce taux plafond s'établit à 4,58 % au 31 décembre 2013. Compte tenu des discussions en cours entre les exploitants nucléaires et l'administration française concernant une révision du dispositif réglementaire, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2013 est de 4,8 % (identique à celui utilisé au 31 décembre 2012).

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2013		31/12/2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	15 868	9 779	15 250	9 498
Gestion à long terme des déchets radioactifs	25 578	7 542	24 562	7 113
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	41 446	17 321	39 812	16 611
Déconstruction des centrales nucléaires	22 448	13 024	22 174	12 578
Derniers cœurs	3 979	2 313	3 887	2 193
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 427	15 337	26 061	14 771

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

■ Pour l'exercice 2013

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	9 779	(167)	177	139	(147)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
- derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
TOTAL	32 658	(1 063)	1 139	504	(553)

- Pour l'exercice 2012

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	9 498	(165)	174	138	(145)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	(361)	403	307	(345)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	12 578	(458)	479	47	(49)
- derniers cœurs	2 193	(66)	70	-	-
TOTAL	31 382	(1 050)	1 126	492	(539)

29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 9 291 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du Gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013 (6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012).

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de Restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommé EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de Restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion

du combustible utilisé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible utilisé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;

- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 170 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de Restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible utilisé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

Dans le cadre de ses procédures, EDF Energy a finalisé en 2013 les travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires. Les conclusions de ces travaux ont conduit à une révision du montant des provisions enregistrées au passif pour 1 173 millions d'euros, avec cependant en contrepartie une révision à due concurrence de la créance à recevoir du NLF (ou du gouvernement britannique au cas où le NLF ne pourrait pas faire face à ses obligations), sans impact sur le compte de résultat du Groupe.

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible utilisé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible utilisé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible utilisé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2013		31/12/2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	3 228	2 175	3 820	2 319
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 132	1 049	4 188	594
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 360	3 224	8 008	2 913

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des Plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant in fine la réutilisation du site.

	31/12/2013		31/12/2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	14 823	4 712	12 887	3 994

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 170 millions d'euros – voir note 29.2.1).

29.3 Provisions nucléaires de CENG

Aux États-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible utilisé, d'évacuation des déchets et de déconstruction des centrales sont régies essentiellement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) ainsi que par le *Department of Energy* (DOE). Par ailleurs, certaines obligations relatives au transport de déchets sont régies par le *Department of Transportation*.

29.3.1 Provision pour aval du cycle

En conformité avec la réglementation en vigueur aux États-Unis, le combustible utilisé ne fait pas l'objet de retraitement, mais est temporairement entreposé dans des installations spécifiques jusqu'à ce que le DOE prenne en charge son transport final et son stockage définitif dans un centre national. En contrepartie, CENG verse chaque trimestre au DOE des honoraires à raison d'environ 1 dollar/MWh d'électricité produite.

29.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires (représentant cinq tranches de production nucléaire) à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC et de tout règlement d'État applicable à la réhabilitation du site (« *greenfielding requirements* »). Aux États-Unis, la NRC impose l'achèvement de toutes les activités de déconstruction dans un délai de 60 ans après la cessation de l'exploitation de la centrale.

Les provisions de déconstruction comprennent les activités de dépollution, de démantèlement, d'évacuation et de remise en état du site. Ces activités recouvrent des coûts tels que le personnel interne et externe, le matériel et l'équipement, l'énergie, l'assurance, les taxes immobilières, l'entreposage temporaire sur place de combustible nucléaire utilisé, le transport et l'évacuation des déchets.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement.

29.3.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

Les méthodes de financement approuvées par la NRC stipulent la création de fonds d'investissement externes réservés à chaque centrale pour couvrir ses obligations de déconstruction. Ces *trust funds*, actuellement investis en titres de dettes et en actions, sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente et sont valorisés à leur juste valeur.

Le Comité des Investissements de CENG détermine la stratégie générale d'investissement dont la répartition par type d'actifs. CENG conduit périodiquement une étude complète de la gestion actif-passif afin d'ajuster et d'optimiser la répartition des actifs au vu des objectifs, de la durée des passifs, des conditions à long terme sur les marchés des capitaux, et de l'échelle de telles obligations prévisionnelles. Aucun des fonds ne peut être directement investi dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des indicateurs minimums à respecter pour les actifs de couverture concernant les activités de déconstruction radiologique et demande aux propriétaires de centrales de soumettre un rapport tous les deux ans (les

années impaires) pour démontrer l'adéquation de ces actifs de couverture pour chaque centrale. En cas d'insuffisance indiquée, la NRC peut exiger des mesures financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison-mère. Le rapport d'engagement financier soumis par CENG en mars 2013 n'indiquait aucune insuffisance, et la NRC n'a pas exigé un engagement de financement supplémentaire. Le prochain rapport d'engagement financier de CENG devrait être un rapport « hors cycle », soumis au plus tard en mars 2014, en lien avec le transfert des permis d'exploitation prévu par CENG au profit d'Exelon dans le cadre des accords signés en juillet 2013 par le Groupe avec Exelon (voir note 3.6).

29.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales

Les provisions pour aval du cycle et pour déconstruction des autres filiales concernent essentiellement les centrales nucléaires en Belgique.

➤ Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2013	572	66	489	117	1 244
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2012	522	71	416	126	1 135

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et hydrauliques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2013 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

➤ Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Provision pour avantages du personnel – part courante	950	900
Provision pour avantages du personnel – part non courante	18 542	19 119
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	19 492	20 019

31.1.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Solde au 31/12/2012	34 427	(14 408)	20 019
Charge nette de l'exercice 2013	1 854	(565)	1 289
Écarts actuariels	(14)	(91)	(105)
Cotisations versées aux fonds	-	(735)	(735)
Cotisations salariales	4	(4)	-
Prestations versées	(1 404)	522	(882)
Écarts de conversion	(135)	117	(18)
Mouvements de périmètre	(220)	138	(82)
Autres variations	8	(2)	6
SOLDE AU 31/12/2013	34 520	(15 028)	19 492

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Coût des services rendus	(965)	(743)
Coût des services passés	478	(23)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(112)	(271)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(599)	(1 037)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 255)	(1 368)
Produit sur les actifs de couverture	565	639
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(690)	(729)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 289)	(1 766)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	14	(5 462)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	91	862
Écarts actuariels	105	(4 600)
Écarts de conversion	18	(32)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	123	(4 632)

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.1).

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2012	27 264	6 166	50	529	418	34 427
Charge nette de l'exercice 2013	1 324	467	6	41	16	1 854
Écarts actuariels	(358)	371	1	(32)	4	(14)
Cotisations salariales	-	4	-	-	-	4
Prestations versées	(1 161)	(194)	(5)	(33)	(11)	(1 404)
Écarts de conversion	-	(118)	-	(13)	(4)	(135)
Mouvements de périmètre	-	-	-	(3)	(217)	(220)
Autres variations	-	7	-	3	(2)	8
ENGAGEMENTS AU 31/12/2013	27 069	6 703	52	492	204	34 520
Juste valeur des actifs de couverture	(8 458)	(6 313)	-	(227)	(30)	(15 028)
PROVISION AU 31/12/2013 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 611	390	52	265	174	19 492

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2012	27 264	6 166	50	529	418	34 427
Juste valeur des actifs de couverture	(8 280)	(5 755)	-	(207)	(166)	(14 408)
PROVISION AU 31/12/2012 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 984	411	50	322	252	20 019

31.2 France

Le secteur France regroupe principalement EDF SA et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2012	27 264	(8 280)	18 984
Charge nette de l'exercice 2013	1 324	(295)	1 029
Écarts actuariels	(358)	121	(237)
Cotisations versées aux fonds	-	(314)	(314)
Cotisations salariales	-	-	-
Prestations versées	(1 161)	310	(851)
Autres variations	-	-	-
SOLDES AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2013	2012
Coût des services rendus	(732)	(500)
Coût des services passés	472	(22)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(105)	(266)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(365)	(788)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(959)	(1 045)
Produit sur les actifs de couverture	295	376
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(664)	(669)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 029)	(1 457)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	358	(5 647)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(121)	594
Écarts actuariels	237	(5 053)
Écarts de conversion	-	-
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	237	(5 053)

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.1).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit.

(en millions d'euros)	2013
Variation liée aux écarts d'expérience	(401)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	(38)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	692
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	253
dont :	
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	358
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(105)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2013 s'élèvent à 253 millions d'euros et sont principalement liés à l'effet favorable des révisions d'hypothèses financières (notamment de la baisse des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'augmentation des salaires).

En 2012, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à (5 830) millions d'euros et résultent principalement de l'effet défavorable des révisions d'hypothèses financières (notamment de la baisse du taux d'actualisation).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2013 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013	25 756	(8 458)	17 298
Dont :			
Retraites	19 414	(7 810)	11 604
Avantage en nature énergie	4 551	-	4 551
Indemnités de fin de carrière	853	(635)	218
Autres	938	(13)	925
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2013	1 313	-	1 313
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 125	-	1 125
Médailles du travail	155	-	155
Autres	33	-	33
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

Au 31 décembre 2012 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2012	25 976	(8 280)	17 696
Dont :			
Retraites	20 244	(7 668)	12 576
Avantage en nature énergie	3 923	-	3 923
Indemnités de fin de carrière	861	(598)	263
Autres	948	(14)	934
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2012	1 288	-	1 288
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 096	-	1 096
Médailles du travail	155	-	155
Autres	37	-	37
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2012	27 264	(8 280)	18 984

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)

	31/12/2013
Participants en activité	16 530
Retraités	10 539
ENGAGEMENTS AU 31/12/2013	27 069

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élevèrent à 8 458 millions d'euros au 31 décembre 2013 (8 280 millions d'euros au 31 décembre 2012) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances ayant le profil de risque suivant :

- 70 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 30 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
ACTIFS DE COUVERTURE	8 458	8 280
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>7 810</i>	<i>7 668</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	71 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>635</i>	<i>598</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	32 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	68 %	69 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>13</i>	<i>14</i>

Au 31 décembre 2013, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 50 % du total en actions de sociétés nord américaines ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre 2013, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 85 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 15 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2012.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants.

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 344	1 325
De un à cinq ans	5 964	5 350
De cinq à dix ans	6 784	5 199
À plus de dix ans	43 116	15 195
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	57 208	27 069

Au 31 décembre 2013, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 15,6 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2013	31/12/2012
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,50 %	3,50 %
Taux d'inflation	1,90 %	2,00 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	2,00 %

(1) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises non financières de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.2.8 Analyses de sensibilité

(en %)	31/12/2013
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	
■ sur le montant des engagements	- 3,8 % / + 4,1 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	- 2,2 % / + 2,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	
■ sur le montant des engagements	+ 2,5 % / - 2,5 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 6,9 % / - 6,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	
■ sur le montant des engagements	+ 4,1 % / - 3,9 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 6,0 % / - 5,6 %

31.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2012	6 166	(5 755)	411
Charge nette de l'exercice 2013	467	(261)	206
Écarts actuariels	371	(198)	173
Cotisations versées aux fonds	-	(397)	(397)
Cotisations salariales	4	(4)	-
Prestations versées	(194)	194	-
Écarts de conversion	(118)	108	(10)
Autres variations	7	-	7
SOLDES AU 31/12/2013	6 703	(6 313)	390

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2013	2012
Coût des services rendus	(196)	(216)
Coût des services passés	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(198)	(218)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(269)	(289)
Produit sur les actifs de couverture	261	246
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(8)	(43)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(206)	(261)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(371)	309
Écarts actuariels sur actifs de couverture	198	253
Écarts actuariels	(173)	562
Écarts de conversion	10	(28)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(163)	534

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2013
Participants en activité	3 980
Retraités	2 723
ENGAGEMENTS AU 31/12/2013	6 703

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 6 313 millions d'euros au 31 décembre 2013 (5 755 millions d'euros au 31 décembre 2012).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actif d'adossement est revue périodiquement par les trustees et a minima après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Actifs pour plan de retraite BEGG	5 177	4 770
Actifs pour plan de retraite EEGSG	732	649
Actifs pour plan de retraite EEPS	404	336
ACTIFS DE COUVERTURE	6 313	5 755
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	37 %	33 %
Instruments de créances cotés (obligations) et monétaires	48 %	49 %
Biens immobiliers	7 %	7 %
Autres	8 %	11 %

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants.

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	206	206
De un à cinq ans	1 130	985
De cinq à dix ans	2 061	1 489
À plus de dix ans	16 540	4 023
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	19 937	6 703

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2014.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 21,8 ans au 31 décembre 2013.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

<i>(en %)</i>	31/12/2013	31/12/2012
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	4,50 %	4,50 %
Taux d'inflation	3,50 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,50 %	3,10 %

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

<i>(en %)</i>	31/12/2013
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	
■ sur le montant des engagements	- 4,4 % / + 4,8 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	- 11,8 % / + 11,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	
■ sur le montant des engagements	+ 1,2 % / - 1,1 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 3,8 % / - 3,6 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	
■ sur le montant des engagements	+ 4,5 % / - 4,2 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 10,3 % / - 10,8 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2012	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	192	51	(2)	-	-	5	246
Provisions pour risques fiscaux	414	193	(36)	(55)	(10)	1	507
Provisions pour litiges ⁽¹⁾	604	163	(170)	(61)	(15)	(1)	520
Provisions pour contrats onéreux	703	48	(147)	(7)	-	(21)	576
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	581	854	(552)	(11)	-	1	873
Autres provisions	997	735	(351)	(143)	(46)	(24)	1 168
TOTAL	3 491	2 044	(1 258)	(277)	(71)	(39)	3 890

(1) Les provisions pour litiges incluent notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

(2) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 50).

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur à la date d'acquisition des contrats de vente à long terme (2011-2021) de CENG pour 432 millions d'euros au 31 décembre 2013 (461 millions d'euros au 31 décembre 2012). Les reprises de provisions attachées à ces contrats résultent de la différence sur l'exercice entre les revenus contractualisés et les revenus évalués sur la base des prix de marché à la date d'acquisition.

➤ Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

	31/12/2013	31/12/2012
<i>(en millions d'euros)</i>		
Contre-valeur des biens	43 050	41 702
Financement concessionnaire non amorti	(21 013)	(20 182)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	22 037	21 520
Amortissement du financement du concédant	11 006	10 453
Provisions pour renouvellement	10 411	10 578
Droits sur biens à renouveler	21 417	21 031
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	43 454	42 551

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 491	11 027
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 821	3 616
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 312	14 643

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Avances et acomptes reçus	6 988	6 491
Fournisseurs d'immobilisations	3 261	2 699
Dettes fiscales	5 402	4 922
Dettes sociales	3 366	3 166
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 788	4 004
Autres produits constatés d'avance	1 024	996
Autres dettes	2 583	2 977
AUTRES CRÉDITEURS	26 412	25 255
dont part non courante	3 955	4 218
dont part courante	22 457	21 037

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2013, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 129 millions d'euros (5 558 millions d'euros au 31 décembre 2012). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2013, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 984 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (747 millions d'euros au 31 décembre 2012).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2013, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 112 millions d'euros (2 183 millions au 31 décembre 2012).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 Répartition courant / non courant des actifs financiers

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 031	13	3 044	3 167	12	3 179
Actifs financiers disponibles à la vente	12 991	15 520	28 511	11 208	16 045	27 253
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	-	-	-	9	14	23
Juste valeur positive des dérivés de couverture	636	1 047	1 683	825	1 596	2 421
Prêts et créances financières	1 112	13 744	14 856	1 224	12 804	14 028
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	17 770	30 324	48 094	16 433	30 471	46 904

(1) Dont dépréciation pour (295) millions d'euros au 31 décembre 2013 ((756) millions d'euros au 31 décembre 2012).

36.2 Détail des actifs financiers

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

	31/12/2013	31/12/2012
<i>(en millions d'euros)</i>		
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 024	3 162
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	7	5
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	13	12
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	3 044	3 179

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

	31/12/2013			31/12/2012		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs dédiés d'EDF	8 170	5 941	14 111	7 328	7 890	15 218
Actifs liquides	3 165	9 383	12 548	3 715	6 574	10 289
Autres titres	1 768	84	1 852	1 676	70	1 746
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	13 103	15 408	28 511	12 719	14 534	27 253

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2013		2012	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
(en millions d'euros)				
Actifs dédiés d'EDF	1 197	579	1 237	236
Actifs liquides	30	31	48	28
Autres titres	(123)	(266)	(76)	8
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	1 104	344	1 209	272

(1) + / () : augmentation / (diminution) des capitaux propres – part du Groupe.

(2) + / () : augmentation / (diminution) du résultat – part du Groupe.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur l'exercice 2013 concernent principalement EDF pour 1 000 millions d'euros, dont 1 197 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2013.

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2012 concernent principalement EDF pour 1 247 millions d'euros, dont 1 237 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 48.

Le 30 juillet 2013, le consortium constitué par SNAM, l'opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %), GIC, le fonds de l'État de Singapour (35 %), et EDF (20 %), a signé un accord définitif avec le groupe TOTAL pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France). La participation de 20 % d'EDF est portée par son fonds d'actifs dédiés « EDF Invest » via la société holding C31. La valeur de la participation du Groupe dans C31 à la date d'acquisition de TIGF et de finalisation de la structuration de son financement est de 265 millions d'euros.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 809 millions d'euros au 31 décembre 2013 (3 249 millions d'euros au 31 décembre 2012).

36.2.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2013, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 697 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « nuclear decommissioning trust funds » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales nucléaires) ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 163 millions d'euros et de titres TRIMET France pour 130 millions d'euros.

Sur l'exercice 2013, le Groupe a cédé l'ensemble de ses titres Veolia Environnement pour un montant de 262 millions d'euros. Une plus-value de cession avant impôt de 74 millions d'euros a été enregistrée en résultat financier sur l'opération.

Par ailleurs, EDF a pris une participation minoritaire dans la société TRIMET France pour un montant de 130 millions d'euros le 16 décembre 2013.

36.3 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	-	23
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	6 920
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	4 879
Autres prêts et créances financières	1 847	2 229
ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	14 856	14 051

Les prêts et créances intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013 (6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage supportés par EDF pour un montant de 5 051 millions d'euros au 31 décembre 2013. La variation observée par rapport au montant comptabilisé au 31 décembre 2012 est principalement liée à l'ajustement du montant du déficit de référence pour 91 millions d'euros suite à la position définitive de la CRE officialisée en octobre 2013, ainsi qu'aux coûts de portage enregistrés sur l'exercice 2013 pour 83 millions d'euros.

Les autres prêts et créances financières intègrent notamment les prêts d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012).

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	27 253	60	1 143	(15)	70	28 511
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	23	(5)	-	(17)	(1)	-
Prêts et créances financières	14 028	(391)	-	89	1 130	14 856

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 1 038 millions d'euros.

36.4.2 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
Actifs financiers disponibles à la vente	24 328	1 887	937	114	(13)	27 253
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	19	10	-	(6)	-	23
Prêts et créances financières	9 623	330	-	60	4 015	14 028

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent au transfert de la créance constituée du déficit de la CSPE pour 4 250 millions d'euros et à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour (289) millions d'euros.

➤ Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Disponibilités	2 742	3 090
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	2 496	2 584
Comptes courants financiers	221	200
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	5 459	5 874

(1) Dont part à la juste valeur pour 2 481 millions d'euros au 31 décembre 2013 (2 507 millions d'euros au 31 décembre 2012).

➤ Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante.

	31/12/2013			31/12/2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts et dettes financières	42 025	11 288	53 313	45 891	14 041	59 932
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 583	2 583	-	2 290	2 290
Juste valeur négative des dérivés de couverture	852	1 041	1 893	1 089	1 190	2 279
PASSIFS FINANCIERS	42 877	14 912	57 789	46 980	17 521	64 501

38.2 Emprunts et dettes financières

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Soldes au 31/12/2011	37 524	5 481	5 567	371	1 091	50 034
Augmentations	6 000	1 984	4 400	-	256	12 640
Diminutions	(802)	(3 944)	(382)	(17)	(18)	(5 163)
Écarts de conversion	126	(5)	(19)	-	-	102
Mouvements de périmètre	894	1 444	(25)	43	(5)	2 351
Autres mouvements	127	(52)	(153)	30	16	(32)
Soldes au 31/12/2012	43 869	4 908	9 388	427	1 340	59 932
Augmentations	2 089	2 330	1 351	-	84	5 854
Diminutions	(3 712)	(2 188)	(3 134)	(26)	(95)	(9 155)
Écarts de conversion	(302)	(59)	(79)	-	(4)	(444)
Mouvements de périmètre	(103)	(212)	(1 406)	27	(17)	(1 711)
Autres mouvements	(955)	56	(238)	15	(41)	(1 163)
SOLDES AU 31/12/2013	40 886	4 835	5 882	443	1 267	53 313

Les mouvements de périmètre sur l'exercice 2013 sont principalement liés au reclassement en « Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente » des emprunts et dettes financières de Dalkia International.

Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur à hauteur de (1 186) millions d'euros au 31 décembre 2013 (86 millions d'euros au 31 décembre 2012).

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	36 825	42 384
EDF Energy ⁽²⁾	6 665	6 786
EDF Énergies Nouvelles	4 108	3 700
Edison ⁽³⁾	2 911	3 474
Autres entités	2 804	3 588
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	53 313	59 932

(1) ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe

(2) Y compris les holdings

(3) Edison hors TdE

Au 31 décembre 2013, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Le 27 novembre 2013, EDF a reçu les fonds provenant de la première émission obligataire « verte » (*green bond*) pour un montant de 1,4 milliard d'euros, de maturité avril 2021, avec un coupon annuel de 2,25 %.

Au 31 décembre 2013, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,50 %
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,10 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,40 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,30 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,60 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,60 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,10 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,00 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,10 %

(1) Date de réception des fonds.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	5 770	1 321	2 997	39	1 161	11 288
Entre un et cinq ans	6 063	1 549	2 054	141	14	9 821
À plus de cinq ans	29 053	1 965	831	263	92	32 204
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2013	40 886	4 835	5 882	443	1 267	53 313

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 848	1 940	6 998	37	1 218	14 041
Entre un et cinq ans	10 590	791	1 627	126	61	13 195
À plus de cinq ans	29 431	2 177	763	264	61	32 696
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2012	43 869	4 908	9 388	427	1 340	59 932

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2013			31/12/2012		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	33 035	(472)	32 563	35 709	1 485	37 194
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	10 258	(4 786)	5 472	11 621	(6 240)	5 381
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	7 959	5 116	13 075	7 927	5 773	13 700
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 061	142	2 203	4 675	(1 018)	3 657
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	53 313	-	53 313	59 932	-	59 932

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2013			31/12/2012		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	47 826	(7 375)	40 451	52 306	(4 844)	47 462
Emprunts à taux variable	5 487	7 375	12 862	7 626	4 844	12 470
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	53 313	-	53 313	59 932	-	59 932

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 390 millions d'euros au 31 décembre 2013 (8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012).

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 390	306	10 084	-	8 598

L'augmentation des lignes de crédit observée au 31 décembre 2013 est principalement liée à EDF.

Le 16 décembre 2013, EDF a signé avec un groupe de 23 banques européennes et internationales un avenant au contrat de crédit syndiqué de 4 milliards d'euros datant du 22 novembre 2010, permettant notamment au Groupe d'étendre sa maturité jusqu'en novembre 2018 (avec deux options d'extension supplémentaires, chacune d'un an) tout en améliorant ses conditions financières.

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2013 du fait du non respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010, ainsi que les prêts à des sociétés contrôlées conjointement en contrepartie desquels sont enregistrés des emprunts et dettes financières.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Emprunts et dettes financières	38.2.1	53 313	59 932
Dérivés de couvertures des dettes		176	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(5 459)	(5 874)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(12 548)	(10 289)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽¹⁾		(1 005)	(1 397)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés ⁽²⁾		985	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		35 462	41 575

(1) Dont 670 millions d'euros de prêts à RTE et 150 millions d'euros de prêts à Dalkia International au 31 décembre 2013.

(2) Correspondant à l'endettement financier net de Dalkia International dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013.

La baisse de l'endettement financier net observée sur l'exercice 2013 s'explique notamment par les effets de l'émission de titres subordonnées à durée indéterminée pour 6,1 milliards d'euros (voir note 3.1) et de l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés ayant permis le transfert d'actifs financiers du portefeuille des actifs dédiés vers des actifs liquides pour un montant de 2,4 milliards d'euros (voir note 3.4).

➤ Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2013

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 044	3 044	26	2 846	172
Actifs financiers disponibles à la vente	28 511	28 511	1 907	25 592	1 012
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 683	1 683	-	1 683	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 481	2 481	-	2 481	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	35 719	35 719	1 933	32 602	1 184
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	-	-	-	-	-
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	7 958	-	7 958	-
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	5 051	-	5 051	-
Autres prêts et créances financières	1 847	1 959	-	1 959	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 856	14 968	-	14 968	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 893	1 893	6	1 887	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 583	2 583	21	2 402	160
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	4 476	4 476	27	4 289	160
Emprunts et dettes financières	53 313	58 303	-	58 303	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	53 313	58 303	-	58 303	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 024 millions d'euros.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement aux titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie – principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme – sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)

	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 179	3 179	16	2 942	221
Actifs financiers disponibles à la vente	27 253	27 253	4 363	22 275	615
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 421	2 421	-	2 421	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 507	2 507	-	2 507	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	35 360	35 360	4 379	30 145	836
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	23	23	-	23	-
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	6 920	6 920	-	6 920	-
Prêts et créances financières – CSPE	4 879	4 879	-	4 879	-
Autres prêts et créances financières	2 229	2 368	-	2 368	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 051	14 190	-	14 190	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 279	2 279	9	2 269	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 290	2 290	11	2 093	186
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	4 569	4 569	20	4 362	187
Emprunts et dettes financières	59 932	66 251	-	66 251	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	59 932	66 251	-	66 251	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 162 millions d'euros.

39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

39.2.1 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)

	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	4 707	1 125	6 469	(2 887)	3 582	(998)	(332)	2 252
Juste valeur des dérivés – passif	(4 476)	(1 266)	(6 097)	2 887	(3 210)	998	36	(2 176)

39.2.2 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32		Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32			Montant net
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	
Juste valeur des dérivés – actif	5 583	456	11 729	(6 602)	5 127	(1 226)	(576)	3 325
Juste valeur des dérivés – passif	(4 569)	(765)	(10 406)	6 602	(3 804)	1 226	100	(2 478)

➤ Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.1 de l'examen de la situation financière et du résultat.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.2 de l'examen de la situation financière et du résultat.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ces contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.1.7 de l'examen de la situation financière et du résultat.

Concernant le risque de défaillance des clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au niveau de l'examen de la situation financière et du résultat :

- Risques de change : chapitre 9.5.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 9.5.1.4 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitres 9.5.1.5 et 9.5.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
 - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2 ;
 - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5 ;
 - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6 ;
 - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.
- Risques de change :
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (examen de la situation financière et du résultat – chapitres 9.5.1.5 et 9.5.1.6) :
 - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 48 et 29.1.5 ;
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
 - gestion de trésorerie long terme ;
 - titres de participation directe.
- Risques de taux :
 - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1 ;

- taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6 ;
- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
 - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

➤ Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	1 683	2 421
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(1 893)	(2 279)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(210)	142
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	364	675
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	(490)	(80)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(124)	(431)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	40	(22)

41.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêts fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2013, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (3) millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 41 millions d'euros en 2012).

41.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;

- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustible.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2013 est un gain de 1 million d'euros (perte de (1) million d'euros en 2012).

41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2013			2012		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	121	-	-	(42)	4	-
Couverture de change	(502)	(462)	1	(608)	(264)	7
Couverture d'investissement net à l'étranger	551	(5)	5	(420)	-	-
Couverture de matières premières	(468)	(692)	-	(538)	(566)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	(298)	(1 159)	6	(1 608)	(826)	7

(1) + / (-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / (-) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2013			Total	Notionnel au 31/12/2012	Total	Juste valeur 31/12/2013	Juste valeur 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans					
<i>(en millions d'euros)</i>								
Achats de CAP	20	-	-	20	70	-	-	
Achats d'options	25	-	-	25	70	-	(1)	
Opérations sur taux d'intérêt	45	-	-	45	140	-	(1)	
Payeur fixe/receveur variable	375	1 237	1 108	2 720	2 963	(194)	(342)	
Payeur variable/receveur fixe	833	922	7 972	9 727	8 017	566	1 172	
Variable/variable	68	1 300	1 028	2 396	1 487	(2)	-	
Fixe/fixe	2 292	1 150	4 472	7 914	9 157	(6)	(154)	
Swaps de taux	3 568	4 609	14 580	22 757	21 624	364	676	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 613	4 609	14 580	22 802	21 764	364	675	

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part dans cette note et d'autre part dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2013 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2013			Total	Notionnel à livrer au 31/12/2013			Total	Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
<i>(en millions d'euros)</i>									
Change à terme	2 966	769	-	3 735	3 002	784	-	3 786	(45)
Swaps	13 687	5 441	5 604	24 732	13 961	5 352	5 884	25 197	(445)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 653	6 210	5 604	28 467	16 963	6 136	5 884	28 983	(490)

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2012				Notionnel à livrer au 31/12/2012				Juste valeur 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	3 415	1 341	-	4 756	3 428	1 356	-	4 784	(22)
Swaps	14 617	5 875	4 690	25 182	14 603	5 694	4 956	25 253	(58)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	18 032	7 216	4 690	29 938	18 031	7 050	4 956	30 037	(80)

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Contrats de couverture d'électricité	(178)	(142)
Contrats de couverture gaz	(27)	(73)
Contrats de couverture de charbon	(395)	(371)
Contrats de couverture des produits pétroliers	93	104
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	39	(56)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(468)	(538)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Contrats de couverture d'électricité	(177)	(296)
Contrats de couverture gaz	(79)	12
Contrats de couverture de charbon	(420)	(280)
Contrats de couverture des produits pétroliers	24	35
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	(40)	(37)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(692)	(566)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2013				31/12/2012		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Forwards/futures		1	(12)	-	(11)	(16)	-	(5)
Électricité	TWh	1	(12)	-	(11)	(16)	-	(5)
Swaps		(354)	15	-	(339)	6	(288)	1
Forwards/futures		1 042	1 211	-	2 253	4	1 967	(39)
Gaz	Millions de therms	688	1 226	-	1 914	10	1 679	(38)
Swaps		25 574	14 269	-	39 843	123	27 708	45
Produits pétroliers	Milliers de barils	25 574	14 269	-	39 843	123	27 708	45
Swaps		8	3	-	11	(179)	14	(168)
Charbon	Millions de tonnes	8	3	-	11	(179)	14	(168)
Forwards/futures		23 824	14 748	-	38 572	(62)	36 721	(265)
CO₂	Milliers de tonnes	23 824	14 748	-	38 572	(62)	36 721	(265)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(124)		(431)

41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2013		31/12/2012	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	2	-	49	-
Charbon et fret	Millions de tonnes	(42)	40	(32)	(22)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			40		(22)

➤ Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2	3 024	3 162
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 583)	(2 290)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		441	872
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(46)	(92)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	18	(21)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	469	985

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2013				Notionnel au 31/12/2012		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2013	31/12/2012	
Payeur fixe/receveur variable	2 039	966	483	3 488	3 846	(160)	(248)	
Payeur variable/receveur fixe	415	846	294	1 555	3 912	126	182	
Variable/variable	500	225	-	725	925	(12)	(26)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	2 954	2 037	777	5 768	8 683	(46)	(92)	

42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2013	
Change à terme	2 243	308	22	2 573	2 264	312	25	2 601	(25)	
Swaps	7 956	184	-	8 140	7 913	186	-	8 099	43	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 199	492	22	10 713	10 177	498	25	10 700	18	

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2012				Notionnel à livrer au 31/12/2012				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2012	
Change à terme	4 060	425	49	4 534	4 085	433	52	4 570	(32)	
Swaps	6 446	131	-	6 577	6 435	133	-	6 568	11	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 506	556	49	11 111	10 520	566	52	11 138	(21)	

42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2013		31/12/2012	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(95)	431	3	715
Options		91	(24)	76	53
Forwards / futures		10	332	(42)	250
Électricité	TWh	6	739	37	1 018
Swaps		2 156	(90)	4 023	(10)
Options		22 204	47	25 118	-
Forwards / futures		(1 033)	(527)	(2 002)	(363)
Gaz	Millions de therms	23 327	(570)	27 139	(373)
Swaps		2 927	11	64	10
Options		218	1	(187)	(1)
Forwards / futures		(258)	-	(218)	(1)
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 887	12	(341)	8
Swaps		(27)	113	(45)	(170)
Forwards / futures		101	(8)	123	110
Frêt		42	87	31	157
Charbon et fret	Millions de tonnes	116	192	109	97
Swaps		(156)	23	(386)	27
Options		168	-	(546)	(2)
Forwards / futures		(9 288)	69	49 117	212
CO₂	Milliers de tonnes	(9 276)	92	48 185	237
Swaps			-		(6)
Autres matières premières			-		(6)
Dérivés incorporés de matières			4		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			469		985

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

➤ Note 43 Flux de trésorerie

43.1 Variation du besoin en fonds de roulement

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Variation des stocks	(690)	(508)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(360)	(1 426)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(443)	(510)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	114	(27)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(404)	81
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 783)	(2 390)

43.2 Investissements incorporels et corporels

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(964)	(817)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(12 927)	(12 798)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	564	229
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 327)	(13 386)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2013. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe au 31 décembre 2013 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	40 933	43 559
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	14 667	12 024
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	6 284	5 449
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		61 884	61 032

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2013 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Engagements d'achats de combustibles et d'énergie ⁽¹⁾	29 463	30 931
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	7 709	8 463
Engagements de location simple en tant que preneur	3 761	4 165
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	40 933	43 559

(1) Hors achat de gaz.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustibles et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2013, l'échéancier des engagements d'achats de combustibles et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013				31/12/2012
		Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	8 727	2 277	2 982	1 427	2 041	7 676
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	1 187	566	562	59	-	1 458
Achats de combustible nucléaire	19 549	2 025	7 050	6 217	4 257	21 797
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE	29 463	4 868	10 594	7 703	6 298	30 931

(1) Hors achat de gaz.

Les évolutions résultent principalement de la baisse des engagements d'achats de combustible nucléaire d'EDF, compensée partiellement par une hausse des contrats d'achat d'électricité (notamment chez EDF Energy).

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, d'ERDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 34 TWh pour l'exercice 2013 (36 TWh pour l'exercice 2012), dont 7 TWh au titre de la cogénération (10 TWh pour 2012), 15 TWh au titre de l'éolien (14 TWh pour 2012), 4 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2012) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2012).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse des engagements résulte principalement des prestations exécutées en 2013 sur les contrats correspondants.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2013, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cube)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Edison	202	11	51	140
EDF	57	2	8	47

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cube par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2013, il n'y a pas d'engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des

capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. Autour du projet Southstream, EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Enfin, des engagements de gaz sont portés par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de « *pass-through* » permettant de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2013, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	131	41	41	49	486
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 514	2 528	1 535	451	4 379
Autres engagements liés à l'exploitation	3 064	1 269	1 083	712	3 598
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	7 709	3 838	2 659	1 212	8 463

(1) Hors énergies et combustibles.

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2013, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF et EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses projets de développement.

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
EDF	2 539	2 420
ERDF	414	426
EDF Énergies Nouvelles	318	611
EDF Energy	668	622
Autres entités	575	300
TOTAL	4 514	4 379

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent notamment Edison à hauteur de 1 349 millions d'euros (1 292 millions d'euros en 2012) et EDF à hauteur de 922 millions d'euros (1 017 millions d'euros en 2012).

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2013, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 761	525	1 607	1 629	4 165

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que des contrats de frêt maritime dans le cadre des activités de trading. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles, ERDF et EDF Trading.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2013, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'immobilisations	13 465	6 889	6 107	469	11 657
Engagements d'acquisition de titres de participations	1 004	223	771	10	333
Autres engagements donnés liés aux investissements	198	7	190	1	34
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	14 667	7 119	7 068	480	12 024

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'immobilisations

Au 31 décembre 2013, les engagements sur acquisition d'immobilisations se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
EDF	8 856	7 908
ERDF	1 129	930
EDF Énergies Nouvelles	1 540	600
EDF Energy	455	603
PEI ⁽¹⁾	400	414
Dunkerque LNG ⁽²⁾	352	656
Autres entités	733	546
TOTAL	13 465	11 657

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction de centrales thermiques.

(2) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

La hausse des commandes d'immobilisations chez EDF Énergies Nouvelles concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États Unis et au Canada.

44.1.2.2 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

Les engagements d'acquisition de titres et d'actifs au 31 décembre 2013 concernent principalement EDF International et EDEV.

Dans le cadre de son partenariat avec Gazprom, EDF International s'est engagé à participer à hauteur de 15 % à la construction et l'exploitation de la section sous-marine du gazoduc Southstream, en partie sous forme d'apports en capital ou de prêts d'actionnaires.

Les engagements d'acquisition de titres portés par EDEV sont principalement liés au projet d'acquisition de Citelum (voir note 3.5.2).

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables sont les suivants.

■ Accord avec Veolia Environnement

Veolia Environnement (VE) a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de VE. De même, EDF a accordé à VE une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de VE, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et VE ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur

filiale commune Dalkia (voir note 3.5). Aucun engagement hors bilan n'est cependant à constater à ce titre au 31 décembre 2013.

■ Engagement de liquidité vis à vis des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidités pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire à la date du 5^e anniversaire (le 16 avril 2015) par un rachat de leurs titres par le Groupe sous certaines conditions à la main d'EDF et à un prix ayant des composantes variables. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement portant sur 36,5 % du capital d'EDF Luminus est non valorisable au 31 décembre 2013.

■ Dans le cadre de la création de la société EDF Investissements Groupe, la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) a conclu avec la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 de racheter jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net d'EDF Investissements Groupe.

44.1.2.3 Autres engagements liés aux investissements

Le Groupe n'a donné aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2013.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2013 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	5 678	178	1 233	4 267	4 906
Garanties sur emprunts	265	48	36	181	218
Autres engagements liés au financement	341	208	70	63	325
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	6 284	434	1 339	4 511	5 449

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Énergies Nouvelles. La hausse de ces engagements au 31 décembre 2013 concerne essentiellement le financement de nouveaux parcs aux États-Unis et en France.

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2013 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 839	2 936
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	24	17
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	130	129
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		2 993	3 082

(1) Les engagements de livraison d'électricité sont détaillés en note 44.2.1.3.

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2013 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 358	260	547	551	1 379
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	1 481	1 068	331	82	1 557
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 839	1 328	878	633	2 936

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 358 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Autres engagements liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation concernent principalement EDF et sont relatifs à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.3 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- Contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- Dans le cadre de la loi Nome, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;
- Au Royaume-Uni, EDF s'est engagée en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Cet engagement est lié à une obligation de mise sur le marché de volumes d'électricité sur la période 2012-2015, imposée par la Commission européenne le 22 décembre 2008 dans le cadre de l'acquisition par le groupe EDF de British Energy. Au 31 décembre 2013, l'engagement résiduel porte sur un volume de 4,9 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 12 TWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dit VPP ou « Virtual Power Plant » qui ont pris fin en 2011.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	24	10	14	-	17

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2013.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	130	20	109	1	129

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2013.

➤ Note 45 Passifs éventuels

45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition d'EnBW du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. EDF considère cette demande dépourvue de fondement et abusive, et envisage de réclamer des dommages et intérêts pour les préjudices de toute nature subis du fait de cette procédure. La sentence devrait être rendue au cours du premier semestre 2014.

45.2 Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de réouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission.

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

EDF a fait l'objet de vérifications de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2010. Des propositions de rectification relatives à ces exercices ont été reçues par la Société. EDF conteste la majeure partie de ces propositions.

Un des principaux chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. A fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE. Par ailleurs, cette filiale a aussi obtenu un jugement favorable auprès du Tribunal Administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent d'une part le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc., et d'autre part la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France-États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

45.4 Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés ou avec des inspecteurs du travail concernant notamment le calcul et la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe. Le nombre de contentieux relatifs à ces litiges reste cependant réduit à ce jour.

45.5 ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'expliquant par le fait qu'à ce moment, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminait le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque.

Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. De nouvelles assignations ont également été reçues en 2013. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a notamment interjeté appel contre les quelques jugements défavorables rendus en première instance en 2011 et 2012.

Le Tribunal des Conflits a rendu un arrêt le 8 juillet 2013 donnant compétence aux juridictions de l'ordre judiciaire pour connaître des litiges entre ERDF et les producteurs relatifs aux retards dans la délivrance des propositions techniques et financières.

45.6 EDF Énergies Nouvelles – Silpro

La société Silpro (société Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Dans son jugement du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. L'actionnaire principal (Sol Holding) ainsi que les anciens dirigeants ont été condamnés à contribuer à hauteur de respectivement 200 000 et 110 000 euros.

Le liquidateur judiciaire a fait appel du jugement.

➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2013	31/12/2012
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	3 619	241
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 289	49

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation du Groupe dans Dalkia International (voir note 3.5).

➤ Note 47 Contribution des coentreprises

La part des coentreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
CENG	49,99 %	433	4 140	79	1 730	585	188
Dalkia	50,00 %	-	-	-	-	1 801	175
Autres		747	877	732	457	952	140
TOTAL		1 180	5 017	811	2 187	3 338	503

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs de Dalkia International sont présentés au niveau des actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 46).

Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
CENG	49,99 %	458	4 537	104	1 789	552	155
Dalkia International	50,00 %	1 490	2 589	1 701	710	2 439	195
Autres		1 056	1 373	258	503	1 050	312
TOTAL		3 004	8 499	2 063	3 002	4 041	662

➤ Note 48 Actifs dédiés d'EDF

48.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs réels engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés. Cette nouvelle allocation se traduit par la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs réels géré par EDF Invest, créé en 2013 suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et la private equity. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

48.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligation dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuellement en exploitation.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte-tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

48.2.2 Actifs réels (EDF Invest)

Les actifs réels gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures et de parts de FCPR.

Au 31 décembre 2013, les actifs d'infrastructure incluent 50 % de la participation du Groupe dans RTE et depuis septembre 2013, les titres de la société C31, holding détenant la participation du Groupe dans TIGF.

La valeur des titres RTE affectée aux actifs dédiés est de 2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013 (2 409 millions d'euros au 31 décembre 2012). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

Les autres actifs du portefeuille d'actifs réels sont des parts de FCPR.

48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2013	31/12/2012
Actions		7 904	7 328
Titres de dettes		5 147	6 937
Portefeuille trésorerie		790	953
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	13 841	15 218
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	13
Autres éléments		4	2
Placements diversifiés actions et obligations		13 855	15 233
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 051	-
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(2)	-
Créance de CSPE après dérivés		5 049	-
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe) ⁽¹⁾	Participations dans les entreprises associées	2 567	2 409
Autres actifs non cotés	Actifs financiers disponibles à la vente	266	-
Actifs réels (EDF Invest)		2 833	2 409
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		21 737	17 642

(1) La valeur des titres RTE affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2012 est retraitée de l'impact de 16 millions d'euros lié à l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée.

48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2013

Suite à l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés en 2013, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme est atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La dotation totale au titre de l'année 2013 s'élève à 2 591 millions d'euros, résultant de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie et de l'affectation de la créance CSPE (4 978 millions d'euros après revalorisation de la CRE et en incluant le coupon couru) nette des retraits effectués sur l'exercice (2 407 millions d'euros).

Les actifs réels intègrent depuis septembre 2013 les titres de la société C31, holding détenant la participation de 20 % du Groupe dans TIGF.

Des retraits pour un montant de 326 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2013 (350 millions d'euros en 2012).

Compte tenu des évolutions économiques et institutionnelles observées en Europe, le Groupe a renforcé au cours de l'année le poids des obligations souveraines italiennes et espagnoles au détriment d'autres obligations souveraines au rendement moins attractif.

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2013.

Sur l'année 2013, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 714 millions d'euros (260 millions d'euros en 2012).

Au 31 décembre 2013, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 839 millions d'euros avant impôt (1 221 millions d'euros au 31 décembre 2012).

48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants.

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	7 113
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	12 578
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	454	434
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	21 020	20 125

➤ Note 49 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Chiffres d'affaires	-	-	638	738	867	917	1 505	1 655
Achats d'énergie	71	118	3 858	3 739	2 051	1 827	5 980	5 684
Achats externes	2	29	6	11	1 197	1 093	1 205	1 133
Actifs financiers	1	48	670	1 176	84	181	755	1 405
Autres actifs	1	12	565	607	639	608	1 205	1 227
Passifs financiers	536	486	-	-	-	-	536	486
Autres passifs	16	13	1 209	1 253	1 509	1 212	2 734	2 478

49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec RTE (entreprise associée depuis le 31 décembre 2010) sont présentées en note 23.1.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

49.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,49 % du capital d'EDF au 31 décembre 2013. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix

de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

49.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1er janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1er janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, vis à vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales Gestionnaires de Réseau de Distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

49.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat et l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales, l'achat d'équipements ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA ont signé le 15 décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032.

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post 2007. En application de cet accord, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « l'Accord Traitement – Recyclage EDF-AREVA NC » (contrat ATR) et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ». Le 28 décembre 2012, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire au contrat ATR 2008-2012 pour l'année 2013. Les opérations de transport, de traitement du combustible usé, d'oxydation-entreposage de l'URT et de fabrication de MOX ont pu être assurées dans ce cadre en 2013 dans l'attente de la signature du contrat d'application 2013-2017. Par ailleurs, le 7 novembre 2013, un accord a été signé par EDF et AREVA sur le bilan des investissements 2008-2012 et le traitement anticipé de combustible usé.

EDF et AREVA MINES ont également signé le 31 juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en plusieurs contrats (un par composante) en cours de signature.

Enfin, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.3.

49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2013 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs nommés par l'Assemblée générale.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 10 millions d'euros en 2013 (12,5 millions d'euros en 2012). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence. La variation observée sur l'exercice 2013 s'explique notamment par l'effet du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 qui plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général avec un effet en année pleine sur 2013, et par le départ en retraite en 2012 de certains membres du Comité Exécutif.

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

➤ Note 50 Environnement

50.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période de 2013 à 2020 est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska, EC Wybrzeze, EDF Luminus et ESTAG.

En 2013, le Groupe a restitué 72 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012. En 2012, le Groupe avait restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2011.

Pour l'année 2013, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 10 millions de tonnes. Pour l'année 2012, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 72 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2013, le volume des émissions s'élève à 66 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 356 millions d'euros et couvre l'insuffisance de droits d'émission au 31 décembre 2013 (152 millions d'euros au 31 décembre 2012).

50.2 Certificats d'économie d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. A l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. A défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1er janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014 se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF sera calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

50.3 Certificats d'énergie renouvelable

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni, Italie et en Belgique (voir note 1.3.27.2).

Au 31 décembre 2013, une provision de 517 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

➤ Note 51 Événements postérieurs à la clôture

51.1 Opérations financières

51.1.1 Émissions obligataires senior

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions permettent au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

51.1.2 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement inauguré en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

51.1.3 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée

Le 29 janvier 2014, une rémunération de 223 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

➤ Note 52 Périmètre de consolidation

52.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2013

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
FRANCE				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		100,00	100,00	P
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Plc (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		100,00	100,00	A
ITALIE				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SRL (TdE)		100,00	100,00	A
MNTC Holding SRL ⁽¹⁾		-	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA		100,00	100,00	A
Fenice Qualita' Per L'Ambiente SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
AUTRE INTERNATIONAL				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	63,53	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	90,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd	Chine	100,00	100,00	P
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erömu ZRt (BERT)	Hongrie	95,62	95,62	P
EDF DÉMÁSZ Zrt.	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Kraków S.A. ⁽²⁾	Pologne	-	94,31	P
EDF Wybrzeze S.A.	Pologne	99,87	99,77	P
EDF Polska Cuw ⁽²⁾	Pologne	-	100,00	A
EDF Polska Centrala Spolka Z Ograniczona Odpowiedzialnoscia ⁽²⁾	Pologne	-	100,00	A
EDF Paliwa Sp. z o.o. (Energokrak)	Pologne	96,93	90,59	A
EDF Rybnik S.A. (ERSA) ⁽²⁾	Pologne	-	97,32	P
EDF Polska S.A. ⁽²⁾	Pologne	96,51	-	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,38	48,99	P, D
Elektrociepownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	48,59	48,21	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) Après transfert des titres Edison détenus par MNTC à Wagram 4, la société MNTC a été liquidée sur l'exercice 2013.

(2) En 2013, les sociétés EDF Polska Cuw, EDF Polska Centrala, EDF Kraków et ERSA ont fusionné pour former une nouvelle entité EDF Polska S.A.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
AUTRES ACTIVITÉS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Cie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
TIRU SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Limited	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK LTD	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd	Irlande	100,00	100,00	A
Océane Ré	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

52.2 Sociétés consolidées par intégration proportionnelle au 31 décembre 2013

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
AUTRE INTERNATIONAL				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	25,00	25,00	P, A
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE)	Slovaquie	-	49,00	P, D
AUTRES ACTIVITÉS				
Dalkia International ⁽¹⁾	France	-	50,00	A
Dalkia Investissement	France	67,00	67,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	95,51	94,80	A
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschat GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

(1) Suite au projet d'accord entre EDF et Veolia Environnement et en application de la norme IFRS 5, Dalkia International est considérée comme étant exclue du périmètre de consolidation au 31 décembre 2013. Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans Dalkia International reste cependant de 50 % à cette date.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

52.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2013

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
FRANCE				
RTE Réseau de Transport d'Électricité		100,00	100,00	T
AUTRE INTERNATIONAL				
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd	Chine	30,00	30,00	P
Nam Theun 2 Power Company	Laos	40,00	40,00	P
ALPIQ	Suisse	25,00	25,00	P, D, A, T
AUTRES ACTIVITÉS				
Dalkia Holding	France	34,00	34,00	A
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A
Southstream Transport BV	Pays-Bas	15,00	15,00	T

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

52.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2013

Au 31 décembre 2013, le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2013
Edison SpA	97,40	99,48
EDF Wybrzeze S.A.	99,87	99,77
EDF Polska S.A.	96,51	97,36
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,38	50,00
Elektrociepownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,59	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	96,93	100,00
Dalkia International	50,00	24,14
Dalkia Investissement	67,00	50,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	95,51	50,00

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2013 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants :

- le changement de méthode comptable décrit en notes 1.2.1 et 2, et relatif à l'application au 1^{er} janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée « Avantages du personnel » ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.27.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2013.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 3.4, 15.3 et 36.3) ;
- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et aux pertes de valeurs enregistrées (notes 1.3.15 et 13) ;
- aux autres provisions et passifs éventuels (notes 32 et 45).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la Loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 12 février 2014

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Alain Pons



Patrick E. Suissa

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2013 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 781	27,8	3 637	29,9
Filiales intégrées globalement	6 354	46,7	6 171	50,8
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	623	4,6	1 579	13,0
Filiales intégrées globalement	66	0,5	196	1,6
Sous-total	10 824	79,6	11 583	95,3
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 314	9,7	166	1,4
Autres	1 458	10,7	401	3,3
Sous-total	2 772	20,4	567	4,7
TOTAL	13 596	100,0	12 150	100,0

Rappel des informations relatives à l'exercice 2012

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires relatifs à l'exercice 2012 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 925	27,6	3 654	30,4
Filiales intégrées globalement	6 409	45,0	5 128	42,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	680	4,8	1 734	14,4
Filiales intégrées globalement	180	1,3	166	1,4
Sous-total	11 194	78,7	10 682	88,9
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 649	11,6	250	2,1
Autres	1 382	9,7	1 084	9,0
Sous-total	3 031	21,3	1 334	11,1
TOTAL	14 225	100,0	12 016	100,0

20.4 Politique de distribution de dividendes

20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2010	1 848 866 662	1,15	2 122 291 972,68 ⁽²⁾	6 juin 2011
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽³⁾	6 juin 2012
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	8 juillet 2013

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Dont 1 053 574 334,82 euros versés le 17 décembre 2010 à titre d'acompte sur le dividende 2010.

(3) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

(4) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012.

(5) Dont 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.

Le 26 novembre 2013, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2013, payable en numéraire, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2013 s'est élevé à 1 059 290 112,42 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 12 février 2014, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 le versement d'un dividende de 1,25 euro par action au titre de l'exercice 2013. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en décembre 2013, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,68 euro.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 6 juin 2014. La date de détachement est le 3 juin 2013.

20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré sera versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social. Le premier dividende majoré sera, conformément à la loi, attribué en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

20.5 Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

20.5.1 Procédures concernant EDF

Réseau d'alimentation général (« RAG »)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu,

le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête et va donc réexaminer la question de la qualification d'aide d'État en appliquant les critères établis par les juridictions européennes. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne. Elle ne préjuge pas de la décision finale qui sera adoptée par la Commission européenne.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2013, de 607 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociale (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur.

À fin décembre 2013, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 24,9 millions d'euros environ.

Au 31 décembre 2013, une provision de 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

Solaire Direct

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct soutenait que le groupe EDF aurait exploité abusivement sa position dominante sur les différents marchés de l'électricité pour pénétrer, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (« EDF ENR »), le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie et freiner ainsi l'entrée de nouveaux entrants sur ce marché.

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site internet du Conseil, dans le cadre d'une procédure de *market test*, afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

Début 2009, l'Autorité de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct, ce qui ne préjuge en rien le résultat de la procédure. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estimait que les moyens de communication utilisés par EDF entretenaient une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et, d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale. Dans une décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence a ainsi enjoint à EDF (i) de supprimer dans tous les supports

de communication de la marque Bleu Ciel® d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) de faire cesser, par les agents répondant au 39 29 (numéro dédié réservé aux particuliers et aux clients d'EDF), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) de mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 39 29, cette injonction visant non seulement la prise de rendez-vous, mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque, et enfin (iv) de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence (« ADLC ») a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reproche à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment, marque Bleu Ciel®, marque et logo, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque. EDF a fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris.

SUN'R

Le 21 juin 2012, l'entreprise SUN'R a saisi l'ADLC d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reproche à ERDF des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par ERDF et le paiement de ses factures par EDF. La procédure contradictoire a été ouverte le 16 novembre 2012. La discussion devant l'ADLC concernant la recevabilité de la saisine et le possible octroi des mesures conservatoires a eu lieu le 23 janvier 2013.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxe de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros pour ce qui concerne EDF et 2,5 millions d'euros concernant ERDF. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

EVASOL

Le 26 juillet 2013, le liquidateur de la société Evasol, acteur du secteur des économies d'énergie, a assigné les sociétés EDF SA, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Lyon.

L'assignation fait état de diverses violations du droit de la concurrence par ces sociétés dans le secteur du photovoltaïque en France qui seraient la cause directe de la liquidation de la société Evasol.

L'assignation formule une demande de dommages et intérêts de 33 010 200 euros, correspondant à l'état de créances de la société (13 010 200 euros) et à la valeur de son fonds de commerce (20 000 000 euros).

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

EDF a fait l'objet de vérifications de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2010. Des propositions de rectification relatives à ces exercices ont été reçues par la Société. EDF conteste la majeure partie de ces propositions.

Un des principaux chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE. Par ailleurs, cette filiale a aussi obtenu un jugement favorable auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments, diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux, et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte en février 2009 au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétendait avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace, courant 2006, à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés avaient été condamnés par le Tribunal de Nanterre.

Par un arrêt rendu le 6 février 2013, la Cour d'Appel de Versailles a relaxé EDF et le supérieur hiérarchique pour les faits reprochés. S'agissant de l'autre salarié, la Cour d'Appel a confirmé le jugement sur la culpabilité et l'a condamné à une peine de 6 mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et Monsieur Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation. Le 29 novembre 2013, la Cour de cassation a constaté le désistement de Greenpeace.

Fessenheim

Une association et des particuliers ont déposé le 25 juillet 2008 un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire (Ministres chargés de l'énergie et de l'écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'ASN, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les Ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011, appel rejeté par un arrêt de la Cour administrative d'appel de Nancy du 16 mai 2013.

Les mêmes requérants ont déposé un recours gracieux le 18 avril 2011 demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire et à l'ASN de suspendre le fonctionnement de la centrale de Fessenheim. Les requérants fondent leur recours sur les articles 34 et 35 du décret du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, qui permet aux Ministres ou à l'ASN de suspendre une installation nucléaire de base en cas de risques graves. Après les refus des Ministres et de l'ASN de faire droit à leur demande, les requérants ont respectivement saisi le Tribunal administratif de Strasbourg (pour les décisions implicites de rejet des Ministres) et le Conseil d'État (pour la décision implicite de rejet de l'ASN).

Par une ordonnance du 9 mars 2012, le Président du Tribunal administratif de Strasbourg a renvoyé devant le Conseil d'État les requêtes portant sur les décisions implicites de rejet des Ministres. Par décision en date du 28 juin 2013, le Conseil d'État a rejeté les requêtes, estimant que l'existence de risques graves et imminents pour la protection de la sécurité, de la santé et de la salubrité publiques, de la nature et l'environnement justifiant la suspension de la centrale n'était pas démontrée.

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir Du Nucléaire demandent la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier, demande rejetée par une ordonnance du Conseil d'État du 10 avril 2013.

Vent de colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 11 juillet 2013, l'avocat général de la Cour de Justice de l'Union européenne a rendu ses conclusions, estimant que ce mécanisme de financement relève bien de la qualification « d'intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État ».

Le 19 décembre 2013, la Cour a rendu sa décision et confirmé que « le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (...) constitue une intervention au moyen de ressources d'État ».

L'instruction a repris devant le Conseil d'État, qui statuera alors définitivement sur le recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006 a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs sont intervenus dans le prolongement de cette annonce pour modifier tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application. Par décret du 9 décembre 2010, le Gouvernement a également suspendu provisoirement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pour une durée de trois mois. Un arrêté du 4 mars 2011 a fixé les nouvelles conditions d'achat applicables à l'issue de ce moratoire. Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures visant à obtenir le bénéfice du tarif le plus favorable résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006 ou à échapper à la suspension.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM, où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, certains producteurs ont engagé des actions indemnitaires visant à obtenir réparation du manque à gagner qu'ils estiment avoir subi du fait de retards dans les procédures de raccordement qui les auraient fait tomber sous le coup de la suspension de l'obligation d'achat.

Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (« ICEDA »)

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'État, l'une par la société Roozen, qui exploite une installation horticole à proximité du site, et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret, requêtes toutes deux rejetées par le Conseil d'État par un arrêt du 1^{er} mars 2013.

Une troisième requête a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'État visant également à demander l'annulation du décret. Cette requête a été rejetée par le Conseil d'État par décision en date du 24 mars 2014.

Par ailleurs, la société Roozen avait déposé une requête le 21 avril 2010 demandant l'annulation du permis de construire. Par jugement en date du 13 décembre 2011, le Tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation du permis de construire pour violation du plan local d'urbanisme de la commune (PLU). EDF a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Après confirmation de cette décision par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF a déposé un recours en cassation devant le Conseil d'État. Par une décision du 24 mars 2014, le Conseil d'État faisant droit à la requête d'EDF, a annulé l'arrêt attaqué et renvoyé l'affaire devant la Cour administrative d'appel de Lyon.

Par ailleurs, en concertation avec les parties prenantes, la commune de Saint-Vulbas a procédé à une révision du PLU, et EDF a déposé une nouvelle demande de permis de construire, dont l'instruction est en cours.

La société Roozen a demandé en référé la suspension du PLU. Le juge des référés du Tribunal administratif de Lyon a, par ordonnance du 16 janvier 2013, rejeté cette demande pour défaut d'urgence.

Le 17 décembre 2012, la société Roozen a introduit un recours au fond contre le PLU révisé, de même que l'association SDN et la République et Canton de Genève les 3 et 5 avril 2013. Pour ces trois requêtes, l'audience est fixée au 8 avril 2014.

Le 21 août 2013, après clôture de l'enquête publique et avis favorable sans réserve de la commission d'enquête, le préfet de l'Ain a délivré un nouveau permis de construire.

Le 22 octobre 2013, la société Roozen a formé un recours contre le deuxième permis de construire délivré par le préfet de l'Ain. La République et Canton de Genève ainsi qu'un particulier ont introduit un recours contre ce permis de construire devant le Tribunal administratif de Lyon le 20 décembre 2013.

Flamanville

Le 15 novembre 2006, EDF a déposé auprès de l'ASN une demande d'autorisation de prélèvement et de rejet d'effluents liquides et gazeux pour la centrale nucléaire de Flamanville dans la Manche. Cette demande comprenait les prélèvements et rejets effectués par les deux réacteurs existants du site (Flamanville 1 et Flamanville 2), ainsi que ceux du futur réacteur de type EPR (Flamanville 3) en cours de construction.

L'ASN a pris une décision, le 7 juillet 2010, fixant à EDF les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des trois réacteurs. Cette décision a été homologuée par un arrêté des Ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010.

Une association locale, le CRILAN, a saisi le Tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté.

Le Président du Tribunal administratif de Caen a, par une ordonnance du 20 juillet 2012, renvoyé l'affaire devant le Conseil d'État. Le Tribunal a estimé que la requête du CRILAN ne portait pas sur l'arrêté ministériel d'homologation mais bien sur la décision de l'ASN du 7 juillet 2010. Or, aux termes de l'article R. 351-2 du Code de justice administrative, le Conseil d'État est compétent pour les recours contre les décisions de l'ASN. EDF et l'État ont transmis leurs mémoires en défense.

L'ASN a déposé son mémoire en défense concluant au rejet de la requête.

Brennilis

À la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation, par décret du 27 juillet 2011, de procéder aux opérations de démantèlement partiel de l'installation nucléaire de Brennilis, installation d'entreposage de matériels de la centrale nucléaire des Monts-d'Arrée, plusieurs associations ont introduit un recours contre ce décret devant le Conseil d'État le 28 septembre 2011. Par ailleurs, le 16 janvier 2013, les mêmes associations ont déposé une requête en référé devant le Conseil d'État demandant la suspension immédiate de l'exécution du décret. Par ordonnance en date du 6 février 2013, le Conseil d'État a rejeté la demande de suspension et a également, dans un arrêt en date du 1^{er} mars 2013, rejeté la requête demandant l'annulation dudit décret.

Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions d'euros. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, a suspendu la procédure en mars 2014 sur demande des parties, le fournisseur ayant proposé à EDF d'engager des discussions afin d'essayer de parvenir à un règlement commercial global mettant fin au litige. Les parties se réservent néanmoins le droit, à tout moment, de réactiver la procédure d'arbitrage.

Superphénix

À la suite de la décision de l'État d'abandonner le projet de construction du réacteur nucléaire Superphénix, AREVA NC considère qu'EDF doit prendre en charge, d'une part, des prestations préparatoires à la construction du cœur 3 et, d'autre part, le coût de traitement des déchets de fabrication des cœurs 1 et 2 en vue d'en récupérer le plutonium excédentaire. Faute d'accord amiable entre les sociétés, AREVA NC a décidé d'assigner EDF le 19 juin 2013 afin de le voir condamné à payer une somme à parfaire de 148 millions d'euros (aux conditions économiques initiales). L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris est prévue le 5 mai 2014. Au regard des conclusions déposées par AREVA, EDF reste raisonnablement confiant quant au caractère infondé des réclamations d'AREVA dans ce dossier.

Bugey 2 et 4

À la suite du troisième réexamen de sûreté des réacteurs n° 2 et 4 du site de Bugey en vue de poursuivre l'exploitation pendant dix années, l'ASN a adopté des décisions fixant les prescriptions techniques complémentaires en 2012 (réacteur n° 2) et 2013 (réacteur n° 4). Ces prescriptions s'ajoutent à d'autres prescriptions techniques, également applicables aux réacteurs n° 2 et 4, adoptées par l'ASN le 26 juin 2012 à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté menées à la suite de l'accident de Fukushima.

En décembre 2013, la République et le Canton de Genève ont introduit devant le Conseil d'État deux requêtes visant à l'annulation de ces décisions.

20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

RTE

Transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques haute tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte.

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005 à 2011. Le principal chef de redressement est relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui demeure contestée par le Groupe. À fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables à la société sur le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. Par ailleurs, elle a aussi obtenu un jugement favorable sur ce sujet auprès du Tribunal administratif de Montreuil.

ERDF

Litiges en matière fiscale

EDF a reçu fin 2009 une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006 incluant la quote-part liée à la distribution, filialisée depuis. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'explique par le fait qu'à ce moment, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminait le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et, par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque.

Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. De nouvelles assignations ont également été reçues en 2013 et début 2014. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a notamment interjeté appel contre les quelques jugements défavorables rendus en première instance en 2011 et 2012.

Le Tribunal des Conflits a rendu un arrêt le 8 juillet 2013 donnant compétence aux juridictions de l'ordre judiciaire pour connaître des litiges entre ERDF et les producteurs relatifs aux retards dans la délivrance des propositions techniques et financières.

Recours contre la décision tarifaire TURPE 3

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2010-2013.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du « coût moyen pondéré du capital » (« CMPC ») : le Conseil d'État a jugé cette méthode « erronée en droit », au motif qu'elle ne prend pas en considération « les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat [...] ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ».

Afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3 bis » a été décidé par l'État après proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1^{er} janvier 2014, un TURPE dit « 3 ter » a été établi pour couvrir la période du 31 juillet 2013 au 31 décembre 2013. Enfin, par une délibération du 13 novembre 2013, la CRE a pris une délibération portant projet de décision relative au TURPE 4. Cette délibération a été publiée au *Journal officiel* le 20 décembre 2013. Cette décision fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État à l'initiative de la société Direct Energie.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France – États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non-double-imposition franco-américaine.

Arbitrage CCI - SOROOF vs EDFI

EDF a mis en place un partenariat avec SOROOF International (« SOROOF ») dès 2010, afin de pénétrer le marché saoudien et développer son activité dans le domaine du thermique. EDF Saudi Arabia (« EDF KSA »), société de droit saoudien détenue à 85 % par EDF International (« EDFI ») et SOROOF a été constituée le 8 mars 2011 pour une durée de 3 ans.

À ce jour, EDF n'est pas parvenue à développer des projets lui permettant de se positionner sur le marché saoudien. Or, SOROOF attendait de ce partenariat un revenu et se prévaut aujourd'hui d'un manque à gagner.

SOROOF a déposé une requête en arbitrage auprès de la Chambre de commerce internationale de Paris (« CCI ») contre EDF International (« EDFI ») le 30 septembre 2013. SOROOF se fonde sur une prétendue violation des obligations contractuelles d'EDFI et demande (i) réparation de préjudices financiers subis, (ii) réparation du préjudice moral (atteinte à l'image et à la réputation du prince Bander, dommages non chiffrés), ainsi que (iii) la prise en charge des frais d'arbitrage par EDFI.

EDFI a répondu à la demande d'arbitrage le 5 novembre 2013. Dans sa réponse, EDFI conteste les allégations de SOROOF et se fonde sur les manquements contractuels de SOROOF pour formuler une demande reconventionnelle dans laquelle il est demandé que le Tribunal condamne SOROOF à payer 15 millions de dollars américains couvrant (i) les montants engagés par EDFI dans ce partenariat et (ii) l'atteinte à l'image d'EDF.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Dans son jugement du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. L'actionnaire principal (Sol Holding) ainsi que les anciens dirigeants ont été condamnés respectivement à contribuer à hauteur de 200 000 et 110 000 euros. Le liquidateur judiciaire a fait appel du jugement.

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (« Centraco »), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. L'unité de fusion, dans laquelle l'accident a eu lieu, reste à ce jour à l'arrêt.

À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise

judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état. Par décision n° 2014-DC-0391 du 14 janvier 2014, l'ASN a fixé de nouvelles prescriptions techniques. Ainsi, conformément à cette décision et en vue d'obtenir l'autorisation de redémarrage du four de fusion, SOCODEI devra adresser à l'ASN un dossier détaillé présentant les dispositions de nature technique, sociale, organisationnelle et humaine qu'elle aura retenues afin de satisfaire aux prescriptions nouvellement définies.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (« ACEA »), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des Ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA dispose d'un délai de 1 an et 45 jours pour faire appel.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens directeurs de Montedison devant la Cour d'assises de Chieti. Le 2 mai 2013, un recours a été formé devant la Cour de cassation contre la décision du juge. Ce recours a été rejeté par un arrêt du 5 janvier 2014.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont SpA (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la Cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012 et se trouve actuellement dans la phase de l'audience préliminaire.

Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement).

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE),

à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTEC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

Actions initiées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotona, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

BE ZRt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008, exigeant du gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (« TUE ») le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE ZRt ne se trouve plus tenue de rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE ZRt n'a pas fait d'appel de cette décision.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen¹ » pour la vente de la seconde moitié de sa production qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. La procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1^{er} octobre 2011, à la suite de plusieurs accords successifs, et a été reprise à cette date. EDF International a déposé, le 30 décembre 2011, auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye, un mémoire en demande en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA. Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire. Le 2 novembre 2012 la Hongrie a déposé son mémoire en défense, à la fois sur le fond et pour contester la compétence du Tribunal.

La Commission européenne a déposé son mémoire en mai 2013, où elle conteste essentiellement la compétence du Tribunal. Dans son mémoire en réponse, déposé le 1^{er} juillet 2013, EDF International a réévalué le dommage à environ 290 millions d'euros en prenant en compte l'effet du décret « chaleur », qui limite désormais le profit global de BE ZRt. Par ailleurs, une demande subsidiaire a été formulée par EDF International pour le remboursement des coûts échoués à environ 300 millions d'euros. La Hongrie a répondu par un mémoire en duplique le 25 octobre 2013.

Les audiences ont eu lieu à La Haye du 3 au 6 décembre 2013 ; la sentence arbitrale est attendue en 2014, vraisemblablement au cours du deuxième semestre. À la suite des audiences, le Tribunal a demandé aux parties de produire simultanément deux mémoires après audience : le premier le

28 février et le deuxième le 28 mars 2014. La sentence arbitrale est attendue au cours du deuxième semestre 2014.

EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les premiers mémoires en demande de Neckarpri et en défense d'EDF ont été échangés, y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommage et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. La sentence devrait être rendue, après un échange supplémentaire de mémoires entre les parties, en fin d'année 2014 ou en début d'année 2015.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2013

Néant.

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2013 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 pour les événements intervenus avant le 12 février

2014, date d'arrêt des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 12 février 2014, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

1. Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».



21 Informations complémentaires

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société	400
21.1.1 Montant du capital social	400
21.1.2 Marché des titres de la Société	400
21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions	401
21.1.3.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 30 mai 2013)	401
21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2013	402
21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014	402
21.1.4 Capital autorisé mais non émis	403
21.1.5 Autres titres donnant accès au capital	404
21.1.6 Titres non représentatifs du capital	404
21.1.7 Évolutions du capital social	405
21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	405
21.1.9 Nantissement des titres de la Société	405
21.2 Dispositions statutaires	406
21.2.1 Objet social	406
21.2.2 Exercice social	406
21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices	406
21.2.4 Droits attachés aux actions	406
21.2.5 Cession et transmission des actions	407
21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes	407
21.2.7 Assemblées générales	407
21.2.7.1 Convocations aux assemblées	407
21.2.7.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote	407
21.2.7.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration	407
21.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée	408
21.2.8 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société	408
21.2.9 Franchissements de seuils	408

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

21.1.1 Montant du capital social

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

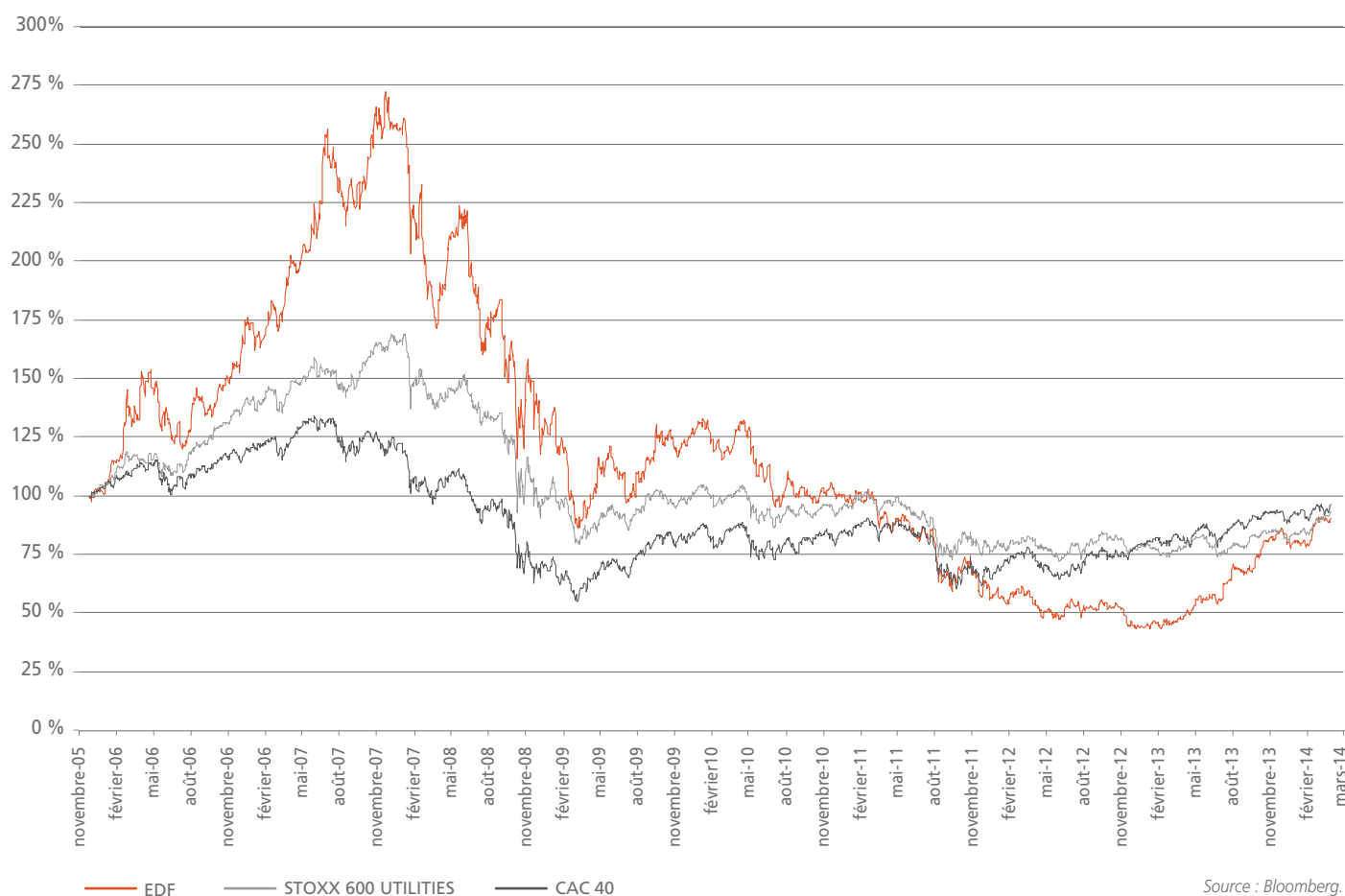
Nombre d'actions émises	1 860 008 468
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	930 004 234 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

21.1.2 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF.PA) et le code Bloomberg (EDF:FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 mars 2014 :



Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1^{er} janvier 2013 jusqu'au 31 mars 2014 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	(en millions de titres)	(en millions d'euros ⁽¹⁾)	Plus haut	Plus bas
2013				
Janvier 2013	41,38	593,86	14,88	13,66
Février 2013	41,14	594,74	14,95	13,73
Mars 2013	34,29	509,43	15,31	14,34
Avril 2013	53,31	852,06	16,97	15,29
Mai 2013	43,28	761,74	18,16	17,19
Juin 2013	40,04	716,96	18,38	17,16
Juillet 2013	42,59	836,58	22,06	17,42
Août 2013	23,03	502,23	22,46	21,10
Septembre 2013	36,39	802,62	23,64	21,22
Octobre 2013	31,88	792,95	25,95	23,34
Novembre 2013	24,56	649,17	27,40	25,71
Décembre 2013	27,75	715,85	27,26	24,65
2014				
Janvier 2014	29,01	735,68	25,77	24,73
Février 2014	28,50	770,29	28,815	24,90
Mars 2014	28,14	802,69	28,905	28,075

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour.
(Source : Euronext.)

Année 2013

Au cours de l'année 2013, l'action EDF a clôturé en hausse de 80,4 %, le CAC 40 a clôturé en hausse de 18 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a clôturé en hausse de 7,35 %.

Au 31 décembre 2013, le cours de clôture de l'action EDF était de 25,69 euros (13,98 euros au 31 décembre 2012). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2013 a été de 13,66 euros le 11 janvier 2013, et son cours de clôture le plus haut de 27,40 euros le 29 novembre 2013.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2013 s'élevait à 47,77 milliards d'euros (contre 25,85 milliards d'euros au 31 décembre 2012).

Année 2014

Depuis le début de l'année 2014, et jusqu'au 31 mars inclus, l'action EDF a progressé de 11,8 %, le CAC 40 a progressé de 2,2 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a progressé de 10,2 %.

Au 31 mars 2014, le cours de clôture de l'action EDF était de 28,715 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2014 jusqu'au 31 mars inclus a été de 24,73 euros le 27 janvier 2014, et son cours de clôture le plus haut de 28,905 euros le 11 mars 2014.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 mars 2014 atteignait 53 milliards d'euros.

21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions

21.1.3.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 30 mai 2013)

L'Assemblée générale du 30 mai 2013, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa septième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par la cinquième résolution de l'Assemblée générale du 24 mai 2012 d'acheter des actions de la Société.

Les objectifs du programme de rachat sont : la remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions de la Société, ainsi que la réalisation de toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières ; la conservation des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport ; l'allocation d'actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce

ou les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail ; la réduction du capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés, et enfin d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers.

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'Assemblée l'ayant autorisé et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou

cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 60 euros le prix maximum d'achat par action¹ et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 30 mai 2013, elle prendra donc fin le 30 novembre 2014 sauf adoption par l'Assemblée générale du 15 mai 2014 du nouveau programme présenté au paragraphe 21.1.3.3 ci-dessous.

21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2013

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2013	1 744 016
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2013	0,0938 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾ (en euros)	46 666 083,53
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2013 ⁽²⁾ (en euros)	44 795 050,96
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	0

(1) Évaluée au cours d'achat.

(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2013, soit 25,685 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo Corporate Finance à partir du 25 juillet 2012 la mise en œuvre d'un nouveau contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

Au titre de l'exercice 2013, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo Corporate Finance.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2013

Au cours de l'exercice 2013, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 18 344 449 de ses propres actions et cédé 18 761 766 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 19,94 euros et le cours moyen de vente a été de 19,73 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2013

Au 31 décembre 2013, la Société détenait un total de 1 744 016 de ses propres actions, se décomposant en 1 693 422 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0910 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0027 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1^{er} janvier 2014 et le 31 mars 2014, la Société a acquis 5 092 771 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 26,63 euros, et cédé 5 853 493 actions pour une valeur unitaire moyenne de 26,71 euros.

21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 21.1.3.1 prendra fin le 30 novembre 2014 sauf adoption par l'Assemblée générale du 15 mai 2014 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 12 février 2014, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 30 mai 2013, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros). Le prix maximum d'achat des actions est fixé à 45 euros.

1. Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

21.1.4 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document de référence, accordées par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2013 :

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012

Titres concernés/type d'émission	Durée ⁽¹⁾ de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)	Utilisation des autorisations (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé⁽³⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	15 % du montant de l'émission initiale ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres			
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 24 juillet 2014	1 000 45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature⁽⁴⁾			
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne	26 mois 24 juillet 2014	10 % du capital de la Société dans la limite de 45 ⁽²⁾	néant
Émissions réservées au personnel	26 mois 24 juillet 2014	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues			
	26 mois 24 juillet 2014	10 % du capital par période de 24 mois	néant

(1) À compter du 24 mai 2012, date de l'Assemblée générale mixte.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 45 millions d'euros s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

Autorisations proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014

Le tableau ci-après présente les autorisations qui seront proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014 conformément aux projets de résolutions arrêtés par le Conseil d'administration du 12 février 2014.

Titres concernés/type d'émission	Durée ⁽¹⁾ de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé⁽³⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	15 % du montant de l'émission initiale ⁽²⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 15 juillet 2016	1 000
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature⁽⁴⁾	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾ (dans la limite de 10 % du capital de la Société)
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne		
Émissions réservées au personnel	26 mois 15 juillet 2016	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 15 juillet 2016	10 % du capital par période de 24 mois

(1) À compter du 15 mai 2014, date de l'Assemblée générale mixte.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 45 millions d'euros prévu par la 8^e résolution soumise à l'Assemblée générale du 15 mai 2014 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

21.1.5 Autres titres donnant accès au capital

À la date de dépôt du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

21.1.6 Titres non représentatifs du capital

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme « EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Une mise à jour annuelle du programme EMTN d'un montant maximum de 30 milliards d'euros a été réalisée le 17 juin 2013 par EDF.

En janvier 2013, la Société a procédé à l'émission des obligations « hybrides » suivantes :

- un milliard deux cent cinquante millions d'euros avec un coupon de 4,25 % et une première option de remboursement à 7 ans ;
- un milliard deux cent cinquante millions d'euros avec un coupon de 5,375 % et une première option de remboursement à 12 ans ;
- un milliard deux cent cinquante millions de livres sterling avec un coupon de 6 % et une première option de remboursement à 13 ans ; et
- trois milliards de dollars américains avec un coupon de 5,25 % et une première option de remboursement à 10 ans.

Ces instruments sont à durée indéterminée et subordonnés à toute dette senior, ce qui explique leur coupon plus élevé par rapport aux obligations classiques (dites « senior »). Ils ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés du Groupe à compter de la réception des fonds (intervenue à la fin du mois de janvier 2013).

EDF a également procédé à l'émission d'obligations « classiques » pour un montant de 1,4 milliards d'euros avec un coupon annuel de 2,25 %, d'une maturité de 7,5 ans, en date du 20 novembre 2013 (émission dite « Green Bond »).

Les fonds levés dans le cadre de cette émission obligataire « verte » seront exclusivement dédiés au financement de futurs projets d'énergies renouvelables menés par EDF Energies Nouvelles (voir Annexe E).

En janvier 2014, la Société a procédé à l'émission de séries d'obligations « classiques » et « hybrides » (voir note 51.1 « Opérations financières » des comptes consolidés).

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

21.1.7 Évolutions du capital social

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole-CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 44 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 6 (« Aperçu des activités ») du présent document de référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

21.1.9 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

21.2 Dispositions statutaires

21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1^{er} janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant

expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions dans les conditions fixées par la loi. En outre, l'Assemblée générale peut décider, pour tout ou partie du dividende, des acomptes sur dividende, des réserves ou primes mis en distribution ou, pour toute réduction de capital, que cette distribution ou cette réduction de capital sera réalisée en nature par remise d'actifs de la Société.

Le Conseil d'administration a la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 a approuvé la modification des statuts d'EDF pour y introduire le dispositif de versement d'un dividende majoré aux actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans (voir section 20.4.2 (« Politique de distribution, dividende majoré »)). Conformément à la loi, le premier dividende majoré sera versé après la clôture du deuxième exercice suivant la modification des statuts, soit en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

21.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document de référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au depositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement

ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

21.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

21.2.7 Assemblées générales

21.2.7.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

21.2.7.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'Assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter par correspondance.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au troisième jour précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société

(ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription ou l'enregistrement comptable des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constaté par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat ainsi que, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale.

Les actionnaires au porteur pourront utiliser en vue de l'Assemblée générale du 15 mai 2014 la plateforme internet Votaccess : cette plateforme permet aux actionnaires, préalablement à la tenue de l'Assemblée générale, de transmettre électroniquement leurs instructions de vote, de demander une carte d'admission et de désigner ou de révoquer un mandataire. Seuls les actionnaires au porteur dont l'établissement teneur de compte a adhéré au système Votaccess et leur propose ce service pour l'Assemblée générale du 15 mai 2014 pourront y avoir accès.

Les actionnaires au nominatif accèderont à la plateforme internet Votaccess via le site du mandataire de la Société.

21.2.7.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce peuvent demander l'inscription de points ou de projets de résolutions à l'ordre du jour de l'Assemblée générale dans un délai de 20 jours calendaires à compter de la publication de l'avis de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'enregistrement comptable des titres dans les mêmes comptes au troisième jour précédant l'Assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'Assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

21.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le troisième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la vente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de Commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

21.2.8 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %. À l'exception de cette restriction, aucun autre dispositif statutaire ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

21.2.9 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1

du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I-4° bis du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

Il est proposé à l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014 de modifier l'article 10 des statuts d'EDF afin d'étendre aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.



Crédit photo © EDF – Toby Smith

22 Contrats importants

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 6 et 9 du présent document de référence, et notamment ceux présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document de référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires :

- Accord définitif signé le 24 mai 2013 entre EDF et EPH et finalisation de la transaction le 27 novembre 2013 pour la cession de 49 % de Stredoslovenská Energetika a.s. (« SSE ») à EPH (voir section 6.3.3.1.1.3 (« Slovaquie »)) ;

- Finalisation de la transaction prévue par l'accord signé avec Exelon concernant CENG (voir section 6.3.3.2.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »)) ;
- Finalisation de la prise de contrôle d'Edison (voir note 3.7.1 des comptes consolidés (« Edison - Prise de contrôle par le groupe EDF »)).

Des informations relatives aux contrats conclus par le Groupe au cours de l'exercice 2013 figurent notamment aux notes 44 et 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.



Crédit photo © EDF – Stéphanie Jayet

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.



Crédit photo © EDF – Cyrus Cornut

24 Documents accessibles au public

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site internet de la Société à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/finance-41326.html>, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris cedex 08.

L'ensemble de l'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/actualites-et-publications/information-reglementee>.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.



Crédit photo © EDF – Stéphanie Jayet

25 Informations sur les participations

Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats, voir les chapitres 7 (« Organigramme ») et 6 (« Aperçu des activités ») du présent document de référence ainsi que la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Glossaire

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).
Aléa générique	Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.
Amont	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs amont.
ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs)	La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (« ANDRA »), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. À ce titre, l'agence, placée sous la tutelle des Ministres de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.
Architecte-ensemblier	<p>Pour EDF, la notion d'architecte-ensemblier recouvre la maîtrise :</p> <ul style="list-style-type: none">■ de la conception et du fonctionnement des centrales ;■ de l'organisation des projets de développement ;■ du planning de réalisation et du coût de construction ;■ des relations avec l'Autorité de sûreté nucléaire ;■ de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation. <p>Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.</p>
ASN (Autorité de sûreté nucléaire)	L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »).
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Avantages postérieurs à l'emploi	<p>Avantages spécifiques acquis grâce au statut des IEG, en plus du droit commun, comptabilisés selon la norme IAS 19 et principalement relatifs :</p> <ul style="list-style-type: none">■ aux indemnités complémentaires spécifiques de retraite ;■ aux indemnités de fin de carrière et compléments exceptionnels de retraite ;■ aux avantages en nature énergie (gaz et électricité) et indemnités compensatrices de frais d'études ;■ à l'aide bénévole amiante et aux rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour agents inactifs ;■ aux indemnités de congés exceptionnels ;■ aux indemnités de secours immédiat. <p>Ces avantages spécifiques ne sont pas couverts par le régime de droit commun mais par le biais d'un fond d'actifs (contrats d'assurance) et par les provisions passées par EDF.</p>
Aval	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).

Caisse nationale des IEG	Organe de gestion administrative créé en 2004 et en charge depuis 2005 du système des retraites et des avantages (risques de vieillesse, accidents du travail, maladie liée au travail, invalidité et décès, récupération des cotisations dues par les employeurs et les employés, etc.).
Centre de stockage	Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de La Hague ou encore de l'usine Centrac, sont expédiés vers le centre de stockage de l'ANDRA situé à Soulaïnes dans l'Aube et opérationnel depuis 1992. Ce centre possède une capacité de 1 000 000 m ³ , pour une durée de fonctionnement d'environ 60 ans. Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le centre de stockage de l'ANDRA situé à Morvilliers (dans l'Aube également). Ce centre a été mis en service en octobre 2003, et possède une durée de fonctionnement d'environ 30 ans.
Chaîne de valeur électrique	La chaîne de valeur électrique comprend les activités non régulées – production et commercialisation – et les activités régulées – transport et distribution.
Clean Development Mechanism (« CDM »), ou Mécanisme de développement propre (« MDP »)	<p>Le MDP est un mécanisme défini par le protocole de Kyoto, fondé sur des projets de réduction d'émissions ou de captage et stockage de gaz à effet de serre (« GES ») et de développement durable de pays en voie de développement. Ce mécanisme prévoit que toute entité publique ou privée d'un pays de l'annexe I (pays industrialisés) qui réalise des investissements dans de tels projets dans un pays de l'annexe II (pays en voie de développement) acquiert en retour des crédits carbone. Ces crédits peuvent ensuite être utilisés par ces parties pour respecter leurs quotas d'émission, ou vendus sur le marché de carbone dans le cadre de l'échange international des droits d'émissions (« IET ») ou du système communautaire d'échange de quotas d'émission (« EU ETS »).</p> <p>Le MDP est placé sous l'autorité de la Conférence des parties, agissant comme réunion des parties au protocole de Kyoto, et supervisé par un Conseil exécutif, dont les attributions ont été définies par les accords de Marrakech de 2001.</p>
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Combustible	Voir Assemblage combustible.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA »)	Contribution appliquée sur la facture du consommateur, couvrant les avantages spécifiques constitués avant 2005 concernant les employés travaillant dans le transport et la distribution. La CTA se termine en 2025, et des versements annuels seront effectués à la CNIEG.
CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)	La Commission de Régulation de l'Énergie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).
Cycle combiné à gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible	<p>Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ; ■ le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ; ■ l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.
Déchets	<p>Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 g de déchets, toutes catégories confondues.</p> <p>Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible activité (FA).</p> <p>Les déchets de moyenne et haute activité à vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).</p>
Démarche AP913	<p>Démarche standard de l'INPO (<i>Institute of Nuclear Power Operations</i>) de fiabilisation des matériels et de mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche consiste en une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance. Elle permet de développer une stratégie de maintenance adaptée à la criticité de chacun des composants.</p>
Disponibilité d'une centrale	<p>Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée x 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW x 8 760 heures).</p>
DNN	<p>Distributeur Non Nationalisé.</p>
EaR (<i>Earnings at Risk</i>)	<p>Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donné.</p>
EBITDA	<p><i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation</i>, correspond à l'Excédent Brut d'Exploitation.</p>
Effacement	<p>Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.</p>
Effets de change	<p>Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.</p>
Effets de périmètre	<p>Les effets de périmètre intervenus au cours d'un exercice donné prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.</p>
ELD	<p>Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.</p>
Énergies renouvelables	<p>Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.</p>
Enrichissement	<p>Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.</p>

Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée. De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF ₆) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : <ul style="list-style-type: none"> ■ la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; ■ la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; ■ la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; ■ la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO ₂), le méthane (CH ₄), le protoxyde d'azote (N ₂ O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF ₆), ainsi que le trifluorure d'azote (NF ₃) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IPP	Producteur d'électricité indépendant (en anglais : <i>Independent Power Producer</i>) dont les activités ne sont pas régulées par l'État. On ne parle d'IPP que pour des projets ou unités développés hors de France.
Marge brute énergies	La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagee par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1 ^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Midstream	Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacités précitées, contrats d'achats, etc.). Le segment <i>midstream</i> inclut les activités de négoce et de trading.
MOX (Mixed Oxydes)	Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.
MW – MWh	Le MWh (mégawatt-heure) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures. <p>1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts</p> <p>1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure</p> <p>1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts</p> <p>1 TW = 1 000 GW</p>
MWh cumac	Le MWh cumac est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.

Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
PCB	Polychlorobiphényles.
PCT	Polychloroterphényles.
Plan national d'allocation des quotas (PNAQ)	Ce plan définit la quantité totale de quotas d'émissions de gaz à effet de serre que l'État compte octroyer pour le système d'échange de quotas pour chaque période pluriannuelle (PNAQ 1 : 2005-2007, PNAQ 2 : 2008-2012, PNAQ 3 : 2013-2020) et la méthode d'affectation employée pour allouer les quotas aux installations industrielles concernées.
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Portefeuille d'actifs amont	Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc.) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.
Portefeuille d'actifs aval	Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.
PPA	Contrat d'achat long terme d'électricité (en anglais : <i>Power purchase agreement</i>). Ce type de contrat est en général à la base d'un projet d'IPP (voir ci-dessus).
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
Profit at Risk (« PaR »)	Le <i>Profit at Risk</i> (« PaR ») représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (« MtM ») sur un horizon de temps annuel.
Protocole de Kyoto	Protocole adopté en 1997 au niveau international visant à lutter contre le changement climatique. Ratifié en 2002 par l'Union européenne et entré en vigueur le 16 février 2005, il a pour objectif la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
Radioprotection (dosimétrie – dose)	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée dosimétrie collective et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
RPD	Réseaux publics de distribution.

RPT	Réseaux publics de transport.
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>).
Statut des Industries électriques et gazières (IEG)	Statut spécial institué en 1946 applicable au personnel actif et retraité (inactif) de l'électricité et du gaz en France, différent du droit commun sur les points suivants : <ul style="list-style-type: none">■ prestations de retraite ;■ conventions collectives (grille salariale, organisation et heures de travail) ;■ institutions de représentation du personnel ;■ activités sociales.
STEP	Une station de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») est une centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes pour remonter l'eau et des turbines pour produire l'énergie.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Télérelève	Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Tritium (³H)	Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau pressurisée.
Ultracentrifugation	Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF ₆). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes (²³⁸ U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères (²³⁵ U) migrent vers le centre, créant un effet de séparation isotopique.
UO₂	Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.
Uranium (U)	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : <ul style="list-style-type: none">■ uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ;■ uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ;■ uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
URE (uranium réenrichi)	Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.

URT (uranium de retraitement)	L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
VaR (Value at Risk)	Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou <i>market to market</i>) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donné.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).



Annexes

Annexe A	422
Rapport 2013 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	
Annexe B	442
Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration	
Annexe C	443
Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	
Annexe D	445
Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes	
Annexe E	500
Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013	
Annexe F	514
Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (<i>Green Bond</i>) émise par EDF en novembre 2013	
Annexe G	518
Table de concordance - Rapport financier annuel	

A Rapport 2013 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Introduction	423
1 Gouvernement d'entreprise	423
1.1 Code de gouvernement d'entreprise	423
1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	425
1.2.1 Composition du Conseil d'administration	425
1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs	426
1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général	426
1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	426
1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs	427
1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	427
1.2.7 Information et formation des administrateurs	427
1.3 Activité du Conseil d'administration en 2013	427
1.4 Comités du Conseil d'administration	428
1.4.1 Comité d'audit	428
1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires	429
1.4.3 Comité de la stratégie	429
1.4.4 Comité d'éthique	429
1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations	430
1.5 Rémunération	430
1.6 Assemblées générales	430
2 Le contrôle interne du groupe EDF	430
2.1 Environnement de contrôle	430
2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale	430
2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne	431
2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique	432
2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques	433
2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale	434
2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (« SI »)	434
2.1.7 Les contrôles externes	435
2.2 La gestion et le contrôle des risques	435
2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques	435
2.2.2 Processus de cartographie des risques	435
2.2.3 Politique de gestion de crise	435
2.3 Les activités de contrôle du Groupe	436
2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes	436
2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière	438
2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements	439
2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale	440
2.4 Communication et diffusion des informations	440

Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernement d'entreprise (composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, limitations des pouvoirs du Président-Directeur Général), des principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations des mandataires sociaux et des modalités de participation des actionnaires aux Assemblées générales d'EDF (§ 1) ;
- ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du groupe EDF (§ 2).

Au sens du présent rapport, les termes « EDF » ou « Société » désignent la société Électricité de France SA.

Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du secteur régulé : les « filiales régulées » ;
 - RTE, chargé de la gestion du réseau public de transport d'électricité pour laquelle le Code de l'énergie prévoit, en application de la 3^e directive du 13 juillet 2009, dans ses articles L. 111-2 à L. 111-46, une indépendance de gestion par rapport à la maison mère,
 - ERDF, chargé de la gestion du réseau public de distribution d'électricité, pour laquelle le Code de l'énergie comprend également des dispositions sur l'indépendance de gestion (articles L. 111-57 à L. 111-66),

Ces dispositions légales introduisent des limites (spécifiques à chacune de ces filiales, étant précisé qu'elles sont plus contraignantes pour RTE) au contrôle de leurs activités par la maison mère ;

- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées telles que, notamment, CENG, Dalkia International : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les participations ».

Nota 1 : Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013 (voir chapitre 20 du document de référence 2013).

Nota 2 : Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées en tant que de besoin tout au long du présent rapport.

Nota 3 : Les informations contenues dans le présent rapport sont arrêtées au 31 décembre 2013, sauf indication contraire. Des informations complémentaires et des mises à jour sont disponibles dans le document de référence 2013 de la Société auquel sera annexé le rapport.

1 Gouvernement d'entreprise

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce¹, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le document de référence 2013 de la Société et concernent notamment les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 15.1.1.1 du document de référence (« Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général »)) ou encore le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 16.2.1.4 du document de référence (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »)).

1. Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence 2013 correspondante
Composition du Conseil d'administration	La composition du Conseil d'administration d'EDF se répartit en trois collèges : il comprend six administrateurs nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État et six administrateurs élus par les salariés.	Cette composition tripartite du Conseil résulte de l'application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.	Voir les sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Proportion de femmes au sein du Conseil d'administration	Le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes ⁽¹⁾ , dont une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, une au collège des administrateurs représentant l'État et les trois autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés. Ceci représente une proportion de 27,8 % de femmes sur l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (donc hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil d'administration d'EDF est nommé pour cinq ans et renouvelé en bloc conformément à la loi du 26 juillet 1983. Le dernier renouvellement du Conseil date de novembre 2009, et le prochain renouvellement interviendra en novembre 2014. Les recommandations issues du code AFEP-MEDEF ainsi que les obligations résultant de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle seront prises en compte lors des prochains renouvellements du Conseil d'administration	Voir la section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Part des administrateurs indépendants au sein du Comité d'audit	Le Comité d'audit comprend un administrateur indépendant sur trois pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés).	La composition du Comité d'audit reflète les particularités de la composition du Conseil issues de la loi du 26 juillet 1983, qui rendent difficile le respect d'une proportion de deux tiers d'administrateurs indépendants au sein du Comité. La Société estime que, bien que le Comité ne compte pas deux tiers d'administrateurs indépendants, sa composition actuelle n'affecte pas les compétences du Comité ni sa capacité à remplir efficacement les missions qui lui sont dévolues par la loi et le règlement intérieur du Conseil d'administration	Voir la section 16.2.3.1 (« Comité d'audit »).
Durée du mandat des administrateurs	La durée du mandat des administrateurs est de cinq ans, et le Conseil est renouvelé en bloc au terme des cinq ans.	La durée du mandat et les modalités de renouvellement du Conseil résultent de l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.	Voir la section 16.2.1.2 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF	Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration, après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF résultent de la loi du 26 juillet 1983 et de l'article 13 de la Constitution.	Voir la section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Pour ces raisons, une règle spécifique propre aux seuls administrateurs percevant des jetons de présence (soit cinq sur un total de dix huit) n'a pas été adoptée. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient.	Voir la section 17.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »)

(1) À la date du présent rapport.

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence 2013 correspondante
Règles de répartition des jetons de présence	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Seuls les administrateurs nommés par l'Assemblée générale, hors Président-Directeur Général, perçoivent des jetons de présence. Des règles de répartition spécifiques, propres à ces administrateurs (soit cinq sur un total de dix huit) ont été adoptées, qui tiennent compte du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée puisque le montant total de l'enveloppe de jetons de présence est divisé entre une part fixe et une part variable (de 50% chacune du total de l'enveloppe) réparties comme suit : (i) la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés, et (ii) la part variable est répartie entre ces administrateurs par application d'un coefficient variable selon le type de réunions et les fonctions particulières occupées par chacun.	Voir la section 15.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »).

Le code AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 dispose qu'un dirigeant mandataire social ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Conformément au code et au guide d'application publié par le Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise en janvier 2014, cette recommandation s'applique lors de la nomination ou du prochain renouvellement du mandat de l'administrateur ou du dirigeant concerné. La situation de M. Henri Proglio sera examinée à la lumière de ces recommandations selon les délais de mise en œuvre préconisés par le code et le guide d'application.

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Ce règlement intérieur est revu en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires.

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration¹ de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur

proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Conformément à l'article 11 de la loi relative à la démocratisation du secteur public, la durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Les mandats de l'ensemble des administrateurs actuels expireront le 22 novembre 2014 à minuit. En conséquence, le Conseil d'administration sera renouvelé en bloc courant 2014.

Les modalités de révocation des administrateurs sont prévues par l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public (voir section 16.2.1.2 du document de référence 2013).

En cas de vacance du siège d'un membre du Conseil d'administration pour quelque cause que ce soit, son remplaçant n'exerce son mandat que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement en bloc du Conseil d'administration.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration est composé de :

- six administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires : M. Henri Proglio, Président-Directeur Général, M^{me} Mireille Faugère, MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani ;
- six administrateurs représentant l'État : M^{me} Marie-Christine Lepetit, MM. Olivier Appert, David Azéma, Bruno Léchevin, Denis Morin et Pierre Sellal ;
- six administrateurs élus par les salariés : M^{mes} Christine Chabauty, Sidonie Delalande et Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs figurent à la section 14.1 du document de référence 2013.

Depuis le 1^{er} janvier 2013 et jusqu'à la date du présent rapport, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Nom de l'administrateur	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M. Bruno Léchevin	Administrateur représentant l'État	Décret du 6 mai 2013	M. François Loos
M. Olivier Appert	Administrateur représentant l'État	Décret du 17 juin 2013	M. Yannick d'Escatha
M. Denis Morin	Administrateur représentant l'État	Décret du 14 décembre 2013	M. Julien Dubertret
M ^{me} Sidonie Delalande	Administratrice élue par les salariés	1 ^{er} février 2014	M. Philippe Maïssa

1. Voir section 16 du document de référence 2013.

En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise, d'une part, aux dispositions applicables aux sociétés cotées (pour ce qui concerne le collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale) et, d'autre part, aux dispositions applicables aux entreprises publiques (pour le collège des administrateurs nommés par décret).

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes. L'une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, la deuxième appartient au collège des administrateurs nommés par décret et les trois autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (voir section 16.2.1.1 du document de référence 2013).

Le Commissaire du Gouvernement¹ et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société² ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration, avec voix consultative.

1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil d'administration des situations de conflits d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société auxquelles ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 du document de référence 2013), Charte éthique Groupe, engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe et code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF.

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Les statuts d'EDF stipulent que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » résulte donc des statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, est de nature à assurer un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du secteur public.

En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir § 1.2.4), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toutes questions intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi de démocratisation du secteur public, le Conseil délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2013 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières. Pour 2014, le Conseil d'administration a décidé de reconduire le même niveau de délégations ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;

1. Décret n° 2012-406 du 23 mars 2012 ; arrêté du 15 juin 2012.

2. Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture des engagements nucléaires, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir § 1.4.2.2). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance¹ et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants. Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, six administrateurs qui représentent l'État, qui ne peuvent donc pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, et six administrateurs représentant les salariés, qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants.

Lors de la réunion conjointe du 16 janvier 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 12 février 2014, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a confirmé la qualification d'indépendants de M^{me} Mireille Faugère et de MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur un total de douze pouvant être qualifiés d'indépendants selon le code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants de 41,7 %.

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

La dernière évaluation menée par un cabinet externe spécialisé ayant été réalisée en 2010, un cabinet externe spécialisé a été mandaté pour mener cette évaluation au titre de l'année 2013, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs, réalisés durant le dernier trimestre de

l'exercice 2013. Des résultats examinés par le Comité d'éthique le 16 janvier 2014 et présentés au Conseil d'administration le 12 février 2014, il ressort que cette année encore l'ouverture du Comité de la stratégie à l'ensemble des membres du Conseil a été largement saluée et les administrateurs estiment que cet élargissement ne porte pas atteinte à la bonne articulation entre le Conseil d'administration et le Comité de la stratégie. L'information est jugée exhaustive et détaillée par les administrateurs qui soulignent la qualité des dossiers dont disposent le Conseil et ses Comités. Ils apprécient la généralisation des *executive summaries* et soulignent l'utilité des différents supports d'information mis à leur disposition (Guide de l'administrateur, Document « Actualités », Analyse Médias mensuelle...).

1.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché, le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2013

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Au cours de l'exercice 2013, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois, et vingt-cinq réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures et quarante minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 87,8 % en 2013.

En 2013, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que l'investissement nécessaire à la prolongation de dix ans de la durée de vie de la centrale nucléaire de Tihange 1 (Belgique), co-détenue avec Electrabel, la cession par EDF de sa participation de 4 % dans Veolia Environnement, le projet de reprise par EDF des activités de Dalkia en France, la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, la conclusion d'un accord entre le Groupe et le gouvernement britannique sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif au projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point), des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (Afrique du Sud, Canada, États-Unis, France) ainsi que le projet de cession d'une participation majoritaire détenue par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles dans le parc éolien de Fallago Rig (Écosse), l'acquisition par EDF d'une participation de 20 % dans la société Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF) en vue de son

1. Voir section 16.2.1 du document de référence 2013.

affectation aux actifs dédiés, la constitution d'une co-entreprise entre EDF International et Global Energy Holding Company (GEHC) en Arabie Saoudite dans le cadre du développement du programme nucléaire saoudien ainsi que la décision d'investissement par EDF International (à hauteur de 15 %) dans la construction de la section sous-marine du gazoduc *South Stream* par la société *South Stream Transport BV* ; le Conseil d'administration a été informé de l'évolution des accords entre les Groupes EDF et Exelon relatifs à Constellation Energy Nuclear Group (États-Unis).

1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces Comités sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil sur proposition des membres dudit Comité.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent, avec voix consultative, aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondie des matières relevant de leurs compétences.

1.4.1 Comité d'audit

1.4.1.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 qui a transposé en droit français la huitième directive européenne du 17 mai 2006 sur le contrôle légal des comptes.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité d'audit doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Lors de la réunion conjointe du 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Pierre Mariani et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 21 janvier 2011 a constaté que M. Pierre Mariani présente des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (« AMF ») dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 12 février 2014, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualité d'indépendant de M. Pierre Mariani (voir § 1.2.5). Il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance, conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir § 1.2.5).

Plus largement, chacun des membres du Comité d'audit contribue, au travers de son expérience et de ses compétences, à la qualité des débats et aux travaux du Comité.

Le Comité d'audit est présidé par M. Pierre Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. Olivier Appert et David Azéma, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Olivier Appert a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité d'audit, en remplacement de M. Yannick d'Escatha.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels ainsi que du plan à moyen terme et du budget.

Le Comité d'audit s'est réuni sept fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,4 %.

1.4.1.2 Missions

Le Comité d'audit examine et donne son avis, avant examen par le Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen semestriel¹ de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que le projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.4) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

1.4.1.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, la cartographie des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit. Il a également été informé, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de suivi des engagements nucléaires, des évolutions relatives au traitement de la créance liée au déficit de compensation des charges de Service Public de l'Électricité (créance CSPE) et a examiné le projet d'affectation de cette créance aux actifs dédiés.

1. L'analyse complète de la cartographie est réalisée une seule fois par an en fin d'année ; elle est présentée au Comité d'audit au premier semestre de l'année suivante ; une actualisation est présentée au second semestre.

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (« CSEN »), institué par l'article 9 du décret du 23 février 2007, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Olivier Appert a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Yannick d'Escatha.

Le CSEN s'est réuni cinq fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,0 %.

1.4.2.2 Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (« CEFEN ») qui est composé de six experts indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

1.4.2.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité a examiné en particulier le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés, l'état d'avancement du projet de centre industriel de stockage géologique (« CIGEO ») pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, le rapport triennal 2013 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir § 2.3.3.1), le taux d'actualisation des engagements nucléaires, la gouvernance des actifs non cotés au sein des actifs dédiés ainsi que les perspectives d'investissements dans cette classe d'actifs, et le renouvellement du CEFEN. Il a également été informé, lors d'une réunion conjointe avec le Comité d'audit, des évolutions relatives au traitement de la créance liée au déficit de compensation des charges de Service Public de l'Électricité (créance CSPE) et a examiné le projet d'affectation de cette créance aux actifs dédiés.

1.4.3 Comité de la stratégie

1.4.3.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Henri Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. David Azéma et Pierre Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Jean-Paul Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Depuis 2010, le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni six fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,6 %.

1.4.3.2 Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

1.4.3.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité de la stratégie a examiné en particulier les enjeux pour EDF du débat sur la transition énergétique, la problématique de l'équation tarifaire et financière de l'activité France, les principales réalisations en matière de recherche et développement et d'innovation, l'avancement du chantier Flamanville 3 et du projet de développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni (Hinkley Point) ainsi que les orientations stratégiques dans le gaz.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, et M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, administratrices élues par les salariés.

Le Conseil d'administration a pris acte le 29 juillet 2013 de la demande de retrait du Comité d'éthique de M. Alexandre Grillat, administrateur élu par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni cinq fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 86,0 %.

1.4.4.2 Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection ainsi que de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir § 1.2.6).

Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender des thématiques relevant de ses missions.

1.4.4.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité d'éthique a notamment examiné les engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique d'EDF à l'égard des entreprises prestataires. Le Comité a visité un site de production nucléaire afin d'appréhender la mise en œuvre de la politique de sous-traitance dans cette activité.

1. Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration, pour trois ans.

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

1.4.5.1 Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, et M. David Azéma, administrateur représentant l'État ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés.

M. Maxime Villota a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité des nominations et des rémunérations (voir section 16.2.3.5 du document de référence 2013).

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni deux fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 83,3 %.

1.4.5.2 Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

1.4.5.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité des nominations et des rémunérations a fait au Conseil d'administration des propositions concernant l'application à compter du 1^{er} octobre 2012 du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonnant à 450 000 euros la rémunération du Président-Directeur Général et concernant la détermination de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général due au titre de la période de janvier à septembre 2012. Le Comité a par ailleurs examiné les critères de bonus pour déterminer la part variable de la rémunération des dirigeants du Groupe (voir section 15.1 du document de référence 2013).

1.5 Rémunération

Les modalités de fixation de la rémunération des mandataires sociaux d'EDF, les principes et règles arrêtés par le Conseil pour la détermination de ces rémunérations ainsi que les montants versés en 2013 sont détaillés au chapitre 15 du document de référence 2013.

1.6 Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites à la section 21.2.7 du document de référence 2013.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le document de référence de la Société.

2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent rapport n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2013, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2013. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatifs à la gestion des risques et au contrôle interne¹ (publié le 22 janvier 2007 et mis à jour le 14 juin 2010).

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines.

Sa composition² est la suivante :

- Henri Proglio, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directrice des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Délégué Commerce, Optimisation Trading et SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) ;
- Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président ;
- Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général du Groupe EDF.

Denis Lépée, Conseiller du Président, assure le secrétariat du Comité exécutif.

Ce Comité est une instance de réflexion, d'échange stratégique et de concertation sur les sujets transverses du Groupe. Il suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux

1. Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4), inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5).

2. Composition au 31 décembre 2013.

majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Un Comité des engagements du Comité exécutif¹ examine de manière approfondie les projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées, ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, pour décision finale. Les projets ayant reçu un avis favorable font l'objet d'un suivi. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

Le Comité de Direction

L'organisation de la Direction Générale a été complétée par la création en 2010 d'un Comité de Direction qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques, le Président du Directoire d'ERDF ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société. Sa composition² est la suivante :

- Michèle Bellon, Présidente du Directoire d'ERDF ;
- Jean-Paul Bouttes, Directeur de la Stratégie et de la Prospective ;
- Antoine Cahuzac, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles ;
- Catherine Gros, Directrice de la Communication du Groupe ;
- Philippe Huet, Directeur Délégué Groupe auprès du Secrétaire Général, en charge des Risques, de l'Audit Groupe et des Systèmes d'Information ;
- Bruno Lescœur, Directeur Délégué en charge du gaz et de l'Europe du Sud ;
- Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles ;
- Olivier Orsini, Directeur du Développement Amérique du Sud, Afrique, Moyen-Orient, Communauté des États Indépendants (CEI) et partenariats associés ;
- Bernard Salha, Directeur de la Recherche et du Développement ;
- Éric Thomas, Directeur Juridique du Groupe.

Le Comité de Direction rassemble des expertises métiers, géographiques et fonctionnelles. Il est une instance d'échange entre grands responsables du Groupe sur les sujets transverses. Il accompagne la Direction Générale de la Société dans la mise en œuvre de la stratégie et dans le pilotage des synergies au sein du Groupe. Ce Comité se réunit tous les mois.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Enfin, un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour

mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
 - maîtriser les principaux risques,
 - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
 - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
 - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre manager ;
- un dispositif d'audit, rapportant au Président-Directeur Général, décrit au paragraphe 2.1.3.2.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions Opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction de l'Audit et du Contrôle Risques du Groupe.

Un guide de contrôle interne³ a été élaboré et est proposé à chaque entité⁴ pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, notamment celles liées au respect des politiques et décisions de la Direction Générale. Fin 2013, chacune des 57 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une autoévaluation⁵ de ce dispositif, l'engagement du Directeur de l'entité et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cet engagement. Le Groupe procède de la sorte pour la septième année consécutive. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant de l'état du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue des audits complets de ces entités qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne au rythme de trois à cinq ans selon leur taille.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants

1. La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif ; ce Comité a été créé sur décision du Président-Directeur Général, le 14 avril 2010.

2. Composition au 31 décembre 2013.

3. Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4), inspiré par le référentiel COSO-1 (chap. 2.1 à 2.5) ; le premier guide de contrôle interne a été élaboré et diffusé le 22 janvier 2007.

4. EDF a pris le contrôle d'Edison courant 2012, et la société est progressivement intégrée dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF.

5. Les autoévaluations rendent compte de l'ensemble des domaines recensés dans le guide de contrôle interne, et en particulier de tous les champs d'action figurant dans le cadre de référence de l'AMF.

d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique¹.

La Direction de l'Audit et la Direction du Contrôle des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.1.3.1 La Direction du Contrôle des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires...), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG ») qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir § 2.2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider le déploiement de la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (voir § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de contrôle interne et animer la filière contrôle interne (voir § 2.1.2) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions) et du risque de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;

- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités d'échange et de coordination en période de crise avec l'ensemble des filiales et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir § 2.2.3) ;
- coordonner les contrôles nécessaires à la maîtrise de risques de non-conformité (fraude, corruption, relations avec les salariés, charte éthique, etc.) ;
- définir les actions de contrôle interne à mettre en œuvre dans le cadre de la lutte contre la fraude et la corruption avec en particulier la mise en place d'un processus et d'un dispositif d'alerte.

2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Le Président-Directeur Général a confié l'animation de cette filière au Directeur Délégué aux Risques et à l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (« DAi ») et des équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production, ingénierie et commerce ainsi que pour la zone Asie-Pacifique pour EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy et EDF Trading, Edison, EDF Luminus).

Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'audit métier par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes...).

Normes de qualification pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors*, en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.
- Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle est accompagnée d'un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.
- La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général.
- Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.
- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

La filière audit a fait l'objet d'évaluations externes en 2008 puis en 2011-2012, qui attestent du respect des normes professionnelles.

1. S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAI et les Directions métiers assurent le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées. La DAI réalise notamment les audits transverses corporate et les directions métiers, les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAI est la seule entité compétente pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau corporate.
- Le programme d'audit est arrêté par le Président-Directeur Général puis examiné par le Comité d'audit d'EDF qui en rend compte au Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
 - la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la robustesse de leur dispositif de contrôle interne ;
 - les principaux processus comptables et financiers ;
 - les grands projets ;
 - les risques majeurs de la cartographie des risques, non traités par les audits ci-dessus ;
 - le suivi des décisions de la Direction Générale.
- Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la DAI.
- Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAI. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAI s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. A contrario, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAI. Il récapitule, sur l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, les principaux constats d'audit et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (« DF ») assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Au sein de la DF, la Direction Controlling Groupe se décompose en trois domaines : le Contrôle de Gestion, la Comptabilité et la Fiscalité.

Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, révisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de révisions deux fois par an, ainsi que d'un *reporting* mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière révision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière ;

- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le *management* de la ligne métier Contrôle de Gestion.

La Comptabilité a pour missions :

- d'établir les comptes sociaux d'EDF, et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Par ailleurs, concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.1.3.4 La Direction Juridique

Au-delà de la contribution de la Direction Juridique (« DJ ») au contrôle interne du Groupe visée aux paragraphes 2.1.4 et 2.3.3, un reporting juridique Groupe (EDF et filiales significatives) trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles est en place.

Par ailleurs, une contrathèque permet de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs selon lesquelles les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Enfin, la Direction Juridique confie à un *knowledge manager* la mission d'assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs à certains membres de l'équipe de direction.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégués après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (« DA ») ou l'un de ses délégués, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction.

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire qui ont eux-mêmes subdélégués vers les directeurs d'unités.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques...) sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent.

En complément, un vade-mecum sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, diffusé pour la première fois en novembre 2008, a été actualisé et a fait l'objet d'une nouvelle diffusion en 2010. Ce vade-mecum est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique

Par une décision adressée le 2 avril 2013 aux membres du Comité exécutif, du Comité de Direction Groupe, aux Présidents des sociétés du Groupe et aux Directeurs Pays, le Président-Directeur Général a lancé le déploiement de la Charte éthique Groupe ; cette décision s'inscrit dans la suite des démarches lancées dans ce domaine depuis 2004. Le Président a fixé comme objectif que tous les salariés du Groupe aient connaissance du nouveau référentiel éthique avant le 31 décembre 2013. Le même jour, il a nommé un Directeur délégué de la Direction du Développement Durable en charge du pôle Éthique et Responsabilité d'Entreprise, Président de la Commission Éthique et Déontologie du Groupe.

Les Dirigeants du Groupe ont désigné dans chaque société et grande Direction d'EDF SA un Correspondant éthique chargé auprès d'eux de suivre le déploiement de la Charte éthique et d'assurer l'interface avec le pôle Éthique et Responsabilité d'Entreprise chargé de piloter ce déploiement. Le reporting régulier au cours du deuxième semestre 2013 auprès du Secrétaire Général montre que l'objectif fixé par le Président du Groupe devrait être atteint pour les Directions d'EDF SA ainsi que pour les autres sociétés du Groupe sous réserve, pour quelques-unes d'entre elles, d'actions programmées au cours du premier trimestre 2014.

La Commission Éthique et Déontologie du Groupe a été installée par le Président-Directeur Général le 30 octobre 2013. Elle comprend avec le Président, cinq membres délibératifs, qui sont des dirigeants du Groupe, à parité géographique (France – hors France) et à parité entre hommes et femmes. Le Délégué Éthique et Déontologie d'EDF assure le secrétariat exécutif de la Commission.

La Commission doit s'assurer, avec le concours du *management*, de la diffusion, du partage et de la mise en œuvre de la Charte éthique Groupe. Elle s'appuie sur le réseau des Correspondants éthiques des sociétés du Groupe. Elle conseille le Président et la Direction Générale d'EDF sur tout sujet relatif à la Charte, à son déploiement et à son application. Elle répond par avis à toute question ou consultation sur le contenu, le développement et les conditions d'application de la Charte. Elle reçoit et traite ou fait traiter, en toute confidentialité, tout signalement portant sur une situation ou un comportement contraire à la Charte. Elle est destinataire de tout reporting des sociétés et Directions du Groupe portant sur la réalisation des engagements de la Charte. Elle peut relever toute insuffisance de déploiement ou de mise en œuvre de la Charte et recommander au *management* du Groupe les mesures pour y remédier. Le Président de la Commission rapporte en son nom au Président-Directeur Général et au Comité d'éthique du Conseil d'administration.

Lors de sa première séance du 30 octobre 2013, la Commission a délibéré et adopté son règlement intérieur et deux avis, l'un portant sur le caractère obligatoire des prescriptions de la Charte et l'autre sur la liberté d'expression des salariés.

La Charte éthique Groupe garantit à tout salarié du Groupe confronté à une situation contraire aux valeurs et aux engagements du Groupe le droit d'alerter en toute confidentialité et sans risques son *management* ou un

interlocuteur dédié dans sa société, ou, si nécessaire, en dernier recours, la Commission Éthique et Déontologie du Groupe, notamment au moyen d'une messagerie sécurisée (alerte-ethique@edf.com). Depuis l'ouverture de cette dernière, le 1^{er} juin 2013, une alerte a été reçue et traitée.

2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au développement durable et fait du développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'ambitions communes par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Cette politique donne un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'exprime autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique, la maîtrise et la limitation des impacts sur l'environnement notamment la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de cette politique est animée par le *Sustainable Development Comitee* (« SDC » ou Comité de Développement durable) du groupe EDF.

Ce Comité tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF est en effet certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles...), ainsi que de nombreuses filiales internationales, dont EDF Energy. Par ailleurs, certaines filiales co-contrôlées sont également certifiées ISO 14001. En juin 2013, l'organisme de certification indépendant Afnor a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe élargi avec l'entrée des sites de Sloe Centrale et ES Énergies Strasbourg. L'audit annuel 2013 constate que le système est soutenu par une politique et des indicateurs pertinents avec un niveau moyen de maturité et de performance en progression. Les engagements de Responsabilité d'Entreprise du groupe EDF validés en 2013 donnent encore plus de perspective et de sens à l'action environnementale.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, par ailleurs toujours améliorée notamment sur l'aspect réglementaire, et donnent l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée, preuve tangible que l'engagement du Groupe à respecter l'environnement est une réalité reconnue.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (« SI »)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités de la Société et du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (« DSI Groupe ») pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales.

Le Système d'Information (« SI ») du périmètre finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilités des applications. La DSI Périmètre Finance en assure la maîtrise d'ouvrage déléguée. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes. Une nouvelle gouvernance de la filière a été élaborée en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le

pilotage Groupe des fonctions d'appui. Elle prévoit un renforcement du rôle de la Direction des Systèmes d'Information Groupe pour garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI. Cette nouvelle gouvernance conforte l'élargissement aux filiales internationales.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par un des Comités d'EDF cité au paragraphe 2.1.1, soit par le Comité stratégique SI qui associe les principaux Directeurs et Directeurs de filiales et leur DSI, selon un rythme trimestriel ; les autres décisions sont prises au sein d'un Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France et par l'*IS Group Committee*, comprenant également les filiales du Groupe.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2 La gestion et le contrôle des risques

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
 - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
 - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque manager ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

Nota : La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte¹ des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, en cohérence avec les échéances annuelles associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et co-contrôlées². Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques...). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le Comité exécutif.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction du Contrôle des Risques Groupe (cf. § 2.1.3.1) et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – « CECEG » –, etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits à la section 4.1 du document de référence 2013 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe fin 2013.

2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des filiales³ – éventuellement via les Directions de rattachement ;

1. Filière composée des responsables de l'établissement des cartographies et du contrôle des risques (voir § 2.3.1.1).

2. À l'exception de Dalkia International.

3. Concernant RTE, la coordination en période de crise est organisée sous l'égide des Pouvoirs publics.

- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.3 Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes

2.3.1.1 Dispositifs sectoriels de contrôle des risques

2.3.1.1.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DCRG après consolidation au niveau Groupe et en cohérence avec le processus budgétaire. Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies, dont l'actualisation¹ a été validée par décision du Président-Directeur Général en Comité exécutif le 30 avril 2013. Cette politique définit la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF des filiales dont elle assure le contrôle opérationnel et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Concernant les filiales co-contrôlées et sociétés non contrôlées opérationnellement², la politique de risques marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

Cette politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction du Contrôle des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DCRG.

2.3.1.2 Contrôle des risques financiers et investissements

La Direction du Contrôle des Risques Groupe est notamment en charge du contrôle des risques de taux, de change, de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de contrepartie, notamment au travers de missions de contrôle (méthodologie, organisation, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque Groupe) ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements (« DFI »), la salle des marchés et la Direction du Contrôle des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés (instance qui réunit les différentes entités de DFI concernées et la DCRG) vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des risques financiers et de contrepartie associés aux investissements réalisés pour le portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par les Divisions Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et EDF-Invest (portefeuille non coté – actifs réels : *private equity*, infrastructure et immobilier) de la Direction Financement et Investissements. Des cadres de travail spécifiques ont été (ou vont être) mis en place par la Direction du Contrôle des Risques Groupe pour définir les principes de gestion des risques ainsi que les limites de risque admissibles pour les deux portefeuilles. Le Comité de gestion opérationnelle présidé par le Directeur Financement et Investissements est l'instance de pilotage de la gestion du risque associé au portefeuille financier (actifs cotés), tandis que le Comité d'investissement pour les actifs réels présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances est l'instance de pilotage de la gestion du risque associé au portefeuille non coté. Par ailleurs, le Comité de Suivi des Actifs Dédiés présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances assure le suivi global du portefeuille ;
- le contrôle de l'exhaustivité et de la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissements et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction du Contrôle des Risques Groupe et possède un lien fonctionnel avec la Direction Financement et Investissements.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément à la procédure de septembre 2011 encadrant le « processus engagements » du Groupe, le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (« CECEG ») examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros³ ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;

1. Les principes fondamentaux de la version précédente de la politique des risques marchés énergies ont été maintenus. Les évolutions majeures ont pour objectifs de consolider la gouvernance ainsi que l'harmonisation des pratiques de couverture des risques au sein du Groupe.

2. S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.

3. Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique. Voir section 1.4.2.

- les contrats achats ou ventes à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO₂ ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau corporate (Direction du Contrôle des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont-Aval Trading, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats...) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés par le Conseil d'administration comme décrit au § 1.2.4.

Le guide de « pilotage des investissements » prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

En complément et afin de renforcer la maîtrise industrielle et financière des projets et activités opérationnelles en France et à l'international, des « règles d'or » applicables à tous les marchés passés par le Groupe ont été validées par le Président-Directeur Général en janvier 2013 et sont mises en place. Ces « règles d'or » constituent un référentiel associé à un processus de suivi permettant de mesurer les risques pris par le Groupe dans le cadre de ses opérations.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la Politique de Contrôle Interne du Groupe (propositions d'objets de maîtrise du domaine à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Les politiques concernent en particulier les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des Systèmes d'Information, le pilotage des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du Cobit (*Control Objectives for Information and related Technology*).

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction des Systèmes d'Information (« DSI Groupe ») à trois niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants du contrôle interne SI, un réseau des correspondants risques et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les directions. Le maillage des réseaux des correspondants risques, contrôle interne et sécurité SI permet de renforcer la coordination étroite entre couverture des risques et contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales, notamment internationales.

Par ailleurs, la filière SI a contribué, pour le domaine SI, au référentiel de tests de détection des fraudes.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La politique de Sécurité des Systèmes d'Information (« PSSI ») du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. Pour EDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis :

- pour EDF SA, au rythme mensuel par un Comité de sécurité (« COSEC »), présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables de Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre ;

- pour les principales filiales, au rythme trimestriel par l'*European Security Working Group*, présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables de Sécurité des Systèmes d'Information des filiales.

Le Comité stratégique SI examine en tant que de besoin (au minimum une fois par an), en présence des Directeurs des Directions du Groupe, des Directeurs de la DCRG et de la Direction de la Sécurité (« DIRSEC »), les inflexions qui s'avèrent nécessaires à la politique de Sécurité SI du Groupe, sans se substituer aux instances techniques. Cela garantit le partage d'une vision cohérente et stratégique de la sécurité du SI et des enjeux SI en termes de disponibilité et de continuité d'activité, d'intégrité des informations et traitements, et de protection des informations sensibles.

L'année 2013 a été marquée par :

- l'établissement d'une nouvelle note de politique de Sécurité des SI EDF alignée sur les normes internationales et assortie d'une Lettre du Secrétaire Général traduisant l'engagement du management du Groupe ;
- la publication d'une Directive sécurité relative à la gestion des incidents de sécurité du SI d'EDF SA ;
- la poursuite du déploiement d'outils de gestion des contrôles d'accès au SI ;
- la mise en œuvre d'un exercice « Plan de continuité de l'activité » sur les deux *data centers* d'EDF, et l'élaboration de plans de continuité d'activité dans la plupart des filiales ;
- la tenue régulière du Bureau d'instruction des projets de services externalisés (« BIPSE »), chargé de mener des analyses sécurité des services externalisés, depuis sa mise en place en 2012 ;
- l'élaboration d'une politique de Gestion électronique de documents (« GED ») qui vise à favoriser le partage des documents essentiels à la conduite des activités du Groupe dans le respect de la sécurité et de l'intégrité de l'information.

2.3.1.2.3 L'administration et la surveillance des filiales

Toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les mandataires sociaux représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés et leur adresse une lettre de mission et éventuellement une lettre d'objectifs.

Une nouvelle politique « Mandataires Sociaux » a été signée par le Président-Directeur Général le 1^{er} mars 2013. Cette politique vise, d'une part, à étendre la mise en œuvre de la politique initiale au-delà d'EDF SA dans toutes les entités du Groupe dans lesquelles EDF a un mandat d'administrateur ; d'autre part, elle renforce pour tous les administrateurs, nouvellement nommés et renouvelés, le processus de formation et de sélection.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, créée en 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement ;
- au respect du processus de désignation des mandataires sociaux, accord préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la « composition cible », contrôle du nombre de mandats, avis du supérieur hiérarchique du mandataire proposé...) ;
- à la professionnalisation des mandataires sociaux (séminaire de formation initiale pour les nouveaux avec l'appui de l'Université Groupe, information par le site intranet de la communauté administrateurs, formation permanente avec les ateliers).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

- La nouvelle Politique Assurances du groupe EDF a été mise en œuvre en 2013 après avoir été présentée en Conseil d'administration en 2012 et validée par le Directeur Financier.

Véritable outil d'intégration des entités et filiales du Groupe, cette nouvelle politique augmente le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe. Sa diffusion s'accompagne d'un Manuel des procédures Assurances, et de lettres de mission types pour les responsables Assurances des entités et filiales.

Pour compléter le dispositif et depuis 2011 :

- en Comité d'audit, le Directeur de la Division Assurances Groupe fait le point de situation de l'étendue et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert aux marchés financiers ;
- un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (« COSA »), présidé par le Directeur Exécutif Groupe chargé des finances, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.
- Un dispositif de contrôle des consultants (au sens d'« intermédiaires et apporteurs d'affaires ») a été mis en place au sein d'EDF ; il est pris en charge par les services de la Présidence du Groupe, au sein de la Direction de l'Intelligence Économique, rattachée directement au Président. Il comprend également une analyse de notoriété et d'honorabilité des contreparties du Groupe. Le Directeur de l'Intelligence Économique est partie prenante du dispositif de traitement des alertes corruptions et fraudes achats.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF¹ sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (« IASB »), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour arrêté au 30 juin de l'exercice.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêts annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer les arrêts comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations...) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat est en place depuis 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les flux de bilan.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

Les comptes sociaux annuels sont arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont arrêtés au 30 juin de l'exercice par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Direction Financement et Investissements, Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » et de la Division Comptabilité Consolidation.

Chaque Directeur opérationnel s'engage annuellement sur le respect des règles de contrôle interne et sur la sincérité de l'information financière dont il a la responsabilité au travers d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

1. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir chapitre 20 du document de référence 2013).

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1^{er} juin 2007 complétée par une décision du 1^{er} juin 2012, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique, les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale, sans oublier les thématiques juridiques transverses (concurrence, délit d'initié...);
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation et sont actualisées en tant que de besoin ;
- s'assurent que les projets de « contrats majeurs » sont élaborés avec le concours des juristes puis, une fois signés, sont communiqués à la Direction Juridique pour insertion dans la contrathèque du Groupe ;
- s'assurent que les contentieux engagés par les entités sont examinés périodiquement par la Direction Juridique ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique.

2.3.3.1 Réglementation liée à l'exploitation industrielle

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent, et notamment pour le nucléaire. La réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de sûreté nucléaire (« ASN ») en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* et de l'*Office for Nuclear Generation* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis, *National Nuclear Safety Administration* en Chine...).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire, radioprotection et sécurité » ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (« IGSNR ») qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (« DPN »), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Division Ingénierie Nucléaire (« DIN »), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN et de la DIN et leurs missions ;
- la filiale Audit réalise plusieurs dizaines d'audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles et exploitation).

La loi du 28 juin 2006, modifiée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et ses textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires,

impose à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Le troisième rapport triennal a été finalisé et transmis en juin 2013. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

L'arrêté INB, qui s'inscrit dans la refonte de la réglementation générale applicable aux INB, a été promulgué le 7 février 2012 (modifié par arrêté du 26 juin 2013). Avec le décret « procédures » du 2 novembre 2007, cet arrêté constitue un texte majeur de déclinaison de la loi TSN, désormais incluse dans le Code de l'environnement. Il s'applique, pour la plupart des articles, depuis le 1^{er} juillet 2013. Une vingtaine de textes d'application (décisions et guides de l'ASN) vont à terme le préciser. En 2013, une dizaine de textes a été soumise à consultation publique. Parmi ces consultations, deux ont été dédiées au projet de décision sur la maîtrise des risques d'incendie. Plusieurs échanges sont en cours sur des thèmes majeurs concernant les activités des INB, et d'autres textes vont suivre courant 2014, attestant de la forte activité dans ce domaine.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation (comme le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars 2011, les premiers enseignements pour son parc. Les 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») de site (ceux de Flamanville et Penly comprenant une partie « EPR ») montrent la bonne robustesse de nos installations vis-à-vis des agressions considérées à la suite de l'accident de Fukushima (séisme, inondations) dans le domaine du dimensionnement, et proposent des parades complémentaires permettant d'accroître la robustesse pour des situations allant très au-delà de celles considérées dans le dimensionnement et les référentiels de sûreté en vigueur.

L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

« À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. »

L'ASN a émis en 2012 un ensemble de prescriptions techniques pour chaque site, avec des délais de mise en œuvre des dispositions complémentaires correspondantes cohérents avec cet avis.

Le planning de mise en œuvre de ces prescriptions a été rigoureusement suivi en 2013, avec en particulier la mise en place d'un groupe électrogène complémentaire sur chaque réacteur avant l'été, ainsi que plusieurs autres modifications.

Par ailleurs, la Force d'Action Rapide Nucléaire, qui permet d'acheminer sur les sites des moyens complémentaires en eau et en électricité (pour assurer le refroidissement du réacteur et des piscines) est d'ores et déjà en capacité d'intervenir sur n'importe quel réacteur du parc.

Les rapports ECS des sites en déconstruction ont été transmis comme prévu à l'ASN mi-septembre 2012 et, suite à l'instruction de ces rapports par l'ASN, le programme d'action a été engagé en 2013. Il concerne principalement le renforcement de la tenue au séisme et de la protection contre les crues des installations en cours de démantèlement.

Trois *Peer Reviews*¹ (réalisées par la WANO) ont eu lieu en 2013 sur les sites de Paluel, Civaux et du Blayais, et une OSART² (évaluation par l'AIEA du niveau central d'un exploitant nucléaire) à Chooz. Une *corporate OSART* d'EDF aura lieu fin 2014. Son périmètre a été défini et une autoévaluation par rapport au référentiel de l'AIEA a été réalisée au premier semestre 2013.

2.3.3.2 Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (voir § 2.1.5.2) et de la santé-sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les mises en conformité réglementaires.

2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

2.4 Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de *reporting* évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.
- Le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Direction Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction des Systèmes d'Information, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités. Ce rapport a été examiné successivement par le Comité de l'Information Financière (31 janvier 2014), le Secrétaire Général du Groupe (5 février 2014), le Comité d'audit (10 février 2014) et été approuvé par le Conseil d'administration du 12 février 2014, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris, le 12 février 2014.

Le Président-Directeur Général d'EDF,
Henri PROGLIO

1. Peer Review : revue entre pairs.

2. « OSART » : équipes d'évaluation de la sûreté en exploitation.

B Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (« la Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris – La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 12 février 2014

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Alain Pons

Patrick E. Suissa

C Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attache à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'Assemblée générale

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisé au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale

a) dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé :

■ Contrat de service public

L'État français et EDF ont signé en date du 24 octobre 2005 un Contrat de service public qui a pour objet de constituer, dans la durée, la référence des engagements de votre Société, et ainsi d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007, ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité. En l'absence de nouvel accord, l'exécution de certaines dispositions de ce contrat s'est poursuivie sur l'exercice 2013.

■ Accord entre EDF et AREVA sur le traitement-recyclage pour la période 2008 à 2012

En application de l'accord du 19 décembre 2008, fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période postérieure à 2007, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 un « Accord Traitement-Recyclage » qui (i) définit les principes d'une coopération industrielle jusqu'en 2040 pour le transport, le traitement et le recyclage des combustibles nucléaires usés issus des centrales nucléaires d'EDF en France et (ii) fixe les conditions d'application de ces principes sur la période 2008-2012. L'exécution de certaines dispositions du contrat d'application de la période 2008-2012 s'est poursuivie sur l'exercice 2013.

■ Autres conventions conclues avec le groupe AREVA

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec le Groupe AREVA au cours de l'exercice 2007 :

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la troisième visite décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants engagés au titre de ces conventions et de leurs avenants s'élèvent respectivement à 1 465 millions d'euros (dont 205 millions d'euros comptabilisés en 2013), 122 millions d'euros (dont 10 millions d'euros comptabilisés en 2013) et 212 millions d'euros (aucun montant comptabilisé en 2013).

b) sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite de la convention suivante, déjà approuvée par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'a pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

■ **Convention entre les sociétés EDF, AREVA et le CEA relative à la demande d'audits formulée par la DGEC**

Dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et conformément au décret d'application du 23 février 2007 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a demandé aux trois principaux acteurs du secteur nucléaire français – EDF, AREVA et le CEA – de faire réaliser des audits de leurs outils d'évaluation des obligations de fin de cycle. Ces audits étant communs aux trois exploitants précités, la DGEC a souhaité que soit établi un cahier des charges unique et qu'il soit procédé à la sélection d'un seul prestataire pour chacun d'eux.

Les trois parties prenantes, d'une part, et la DGEC, d'autre part, en sa qualité de prescripteur, ont signé le 25 mai 2011 une convention ayant pour objet de :

- définir les modalités d'organisation et de fonctionnement du groupement entre les parties aux fins de réalisation des audits ;
- fixer les conditions et modalités selon lesquelles les parties entendent procéder à la mise en place du financement et du suivi d'exécution des marchés afférents à ces audits.

Cette convention n'a pas produit d'effet en 2013.

Paris – La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 12 février 2014

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Alain Pons



Patrick E. Suissa

D Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes

États financiers

Comptes de résultat	447
Bilans	448
Tableaux de flux de trésorerie	450
Annexe aux comptes sociaux	453
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	498

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2013	2012
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	43 423	44 106
Production stockée et immobilisée		814	656
Subventions d'exploitation	5	5 117	4 698
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 073	2 941
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	847	643
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		53 274	53 044
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	34 089	34 805
Achats consommés de combustibles		4 298	4 265
Achats d'énergie		10 311	12 013
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 480	18 527
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 518	2 233
Charges de personnel	10	6 457	6 238
Dotations d'exploitation		4 857	4 936
Dotations aux amortissements des immobilisations	11	2 723	2 354
Dotations aux provisions et dépréciations	12	2 134	2 582
Autres charges d'exploitation	13	944	989
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		48 865	49 201
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		4 409	3 843
QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN (III)		3	5
RÉSULTAT FINANCIER (IV)	14	(890)	(18)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		3 522	3 830
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	15	164	196
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	16	748	460
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)		2 938	3 566

(1) Dont production en 2013 de biens à l'exportation pour 5 307 millions d'euros et de services à l'exportation pour 584 millions d'euros.

Bilans

	Notes	31/12/2013			31/12/2012
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
<i>(en millions d'euros)</i>					
ACTIF					
Immobilisations incorporelles	17-18	1 185	472	713	737
Immobilisations corporelles du domaine propre	17-18	72 498	48 175	24 323	23 582
Immobilisations corporelles du domaine concédé	17-18	13 080	7 754	5 326	5 002
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	17-18	12 774	71	12 703	10 724
Participations et créances rattachées		59 898	357	59 541	57 365
Titres immobilisés		12 499	38	12 461	14 210
Prêts et autres immobilisations financières		7 668	3	7 665	8 568
Immobilisations financières	19	80 065	398	79 667	80 143
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		179 602	56 870	122 732	120 188
Stocks et en cours	20	9 871	211	9 660	9 140
Avances et acomptes versés sur commande	21	1 056	1	1 055	906
Créances d'exploitation	21	17 791	263	17 528	16 574
Valeurs mobilières de placement	22-23	10 316	4	10 312	8 947
Instruments de trésorerie	21	1 627	-	1 627	2 801
Disponibilités	23	5 066	-	5 066	3 685
Charges constatées d'avance	21	1 295	-	1 295	1 335
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		47 022	479	46 543	43 388
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		258	-	258	242
Primes de remboursement des emprunts (IV)		558	102	456	467
Écarts de conversion - Actif (V)	24	261	-	261	340
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		227 701	57 451	170 250	164 625

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012
PASSIF			
Capital		930	924
Primes d'émission et de fusion		7 205	7 040
Écarts de réévaluation		670	670
Réserves			
Réserve légale		92	92
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		4 988	3 713
Résultat de l'exercice		2 938	3 566
Acomptes sur dividendes		(1 059)	(1 053)
Subventions d'investissement		178	190
Provisions réglementées		6 401	6 323
TOTAL CAPITAUX PROPRES	25	25 343	24 465
Autres fonds propres	26	6 120	-
Passifs spécifiques des concessions	27	2 016	1 999
TOTAL I FONDS PROPRES		33 479	26 464
Provisions pour risques	28	536	681
Aval du cycle nucléaire	29	17 321	16 611
Déconstruction et derniers cœurs	29	15 909	15 293
Avantages du personnel	30	10 691	10 751
Autres charges	31	924	738
Provisions pour charges		44 845	43 393
TOTAL II PROVISIONS		45 381	44 074
Dettes financières	32-33	45 280	49 482
Avances et acomptes reçus	32	6 279	5 833
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	33 375	32 005
Instruments de trésorerie	32	1 973	2 370
Produits constatés d'avance	32	4 273	4 232
TOTAL III DETTES		91 180	93 922
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	210	165
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		170 250	164 625

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)

	Notes	2013	2012
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		3 686	4 026
Amortissements et provisions		3 107	3 746
Plus ou moins values de cessions		213	(6)
Produits et charges financiers		(623)	(1 995)
Variation du besoin en fonds de roulement		(528)	(2 270)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		5 855	3 501
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 074	1 243
Impôts sur le résultat payés		(1 727)	(1 173)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		5 202	3 571
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 656)	(4 713)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		15	37
Variations d'actifs financiers		(203)	(4 860)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(5 844)	(9 536)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		3 288	9 618
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(6 296)	(2 244)
Dividendes versés		(2 145)	(2 125)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	26	6 135	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		12	14
Subventions d'investissement reçues		1	11
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		995	5 274
(A)+(B)+(C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		353	(691)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	23	(3 699)	(3 100)
Incidence des variations de change		5	24
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		31	68
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE *	23	(3 310)	(3 699)

* Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée en note 23.

Sommaire

Annexe aux comptes sociaux

Note 1.	Principes et méthodes comptables	453	Note 12.	Dotations aux provisions et dépréciations	464
1.1	Référentiel comptable	453	Note 13.	Autres charges d'exploitation	464
1.2	Jugements et estimations de la Direction	453	Note 14.	Résultat financier	465
1.3	Chiffre d'affaires	454	Note 15.	Résultat exceptionnel	465
1.4	Immobilisations incorporelles	454	Note 16.	Impôts sur les bénéfices	466
1.5	Immobilisations corporelles	454	16.1	Groupe fiscal	466
1.6	Dépréciation des actifs à long terme	455	16.2	Impôt sur les sociétés	466
1.7	Immobilisations financières	455	16.3	Situation fiscale différée ou latente	466
1.8	Stocks et en-cours	456	Note 17.	Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	467
1.9	Créances d'exploitation et trésorerie	456	Note 18.	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	468
1.10	Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts	456	Note 19.	Immobilisations financières	469
1.11	Écarts de conversion	457	19.1	Variations des immobilisations financières	469
1.12	Provisions réglementées	457	19.2	Filiales et participations détenues à plus de 50 %	470
1.13	Autres fonds propres	457	19.3	Filiales et participations détenues à moins de 50 %	471
1.14	Passifs spécifiques des concessions	457	19.4.	Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)	471
1.15	Provisions hors avantages du personnel	457	19.5	Variations des actions propres	472
1.16	Avantages du personnel	458	19.6	Créances de l'actif immobilisé	472
1.17	Instruments dérivés	459	Note 20.	Stocks et en-cours	472
1.18	Contrats de matières premières	459	Note 21.	Créances de l'actif circulant	473
1.19	Environnement	459	Note 22.	Valeurs mobilières de placement	473
Note 2.	Opérations et événements majeurs de l'exercice	460	Note 23.	Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	474
2.1	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	460	Note 24.	Écarts de conversion-actif	474
2.2	Évolutions relatives à la CSPE	460	Note 25.	Variations des capitaux propres	475
2.3	Accord avec Veolia environnement sur Dalkia	461	25.1	Distributions de dividendes	475
2.4	Émission obligataire « verte »	461	25.2	Capital social	475
Note 3.	Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	461	Note 26.	Autres fonds propres	475
3.1	Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014	461	Note 27.	Passifs spécifiques des concessions	476
3.2	Impayés sur la part acheminement des créances clients	461	Note 28.	Provisions pour risques	476
3.3	Loi NOME	461	Note 29.	Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs	477
Note 4.	Chiffre d'affaires	462	29.1	Provisions pour aval du cycle nucléaire	477
Note 5.	Subventions d'exploitation	462	29.2	Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	478
Note 6.	Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation	462	29.3	Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité	480
Note 7.	Autres produits d'exploitation et transferts de charges	463			
Note 8.	Consommations de l'exercice en provenance de tiers	463			
Note 9.	Impôts, taxes et versements assimilés	463			
Note 10.	Charges de personnel	463			
Note 11.	Dotations aux amortissements	464			

Note 30. Provisions pour avantages du personnel	481	Note 37. Passifs éventuels	492
30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	482	Note 38. Actifs dédiés	492
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	483	38.1 Réglementation	492
30.3 Actifs de couverture	483	38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	492
30.4 Hypothèses actuarielles	484	38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	494
Note 31. Provisions pour autres charges	484	Note 39. Informations concernant les entreprises liées	494
Note 32. Dettes	485	39.1 Relations avec les filiales	494
Note 33. Dettes financières	486	39.2. Relations avec l'Etat et les sociétés participations de l'Etat	495
33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	487	Note 40. Environnement	496
33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	487	40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre	496
Note 34. Écarts de Conversion-Passif	487	40.2 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)	496
Note 35. Instruments financiers	488	Note 41. Rémunération des mandataires sociaux	496
35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt	488	Note 42. Événements postérieurs à la clôture	497
35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	489	42.1 Émissions obligataires « senior »	497
35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés	489	42.2 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	497
Note 36. Autres engagements et opérations hors bilan	490	42.3 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	497
36.1 Engagements donnés	490		
36.2 Engagements reçus	491		
36.3 Autres natures d'engagements	491		

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Energétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'Outre-Mer).

➤ Note 1. Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n°99-03 du Comité de la Réglementation Comptable du 29 avril 1999 et complétés des règlements subséquents.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes sociaux au 31 décembre 2012, à l'exception du changement appliqué aux droits d'émission de gaz à effet de serre mentionné ci-après.

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, à compter du 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant en France la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émission aux entreprises de production d'électricité telles qu'EDF.

Dans ce cadre, le règlement n°2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC), homologué par arrêté du 28 décembre 2012, et applicable au 1^{er} janvier 2013 modifie les modalités de comptabilisation des droits d'émission.

La première application de ce règlement constitue un changement de méthode comptable.

Au 1^{er} janvier 2013, elle se traduit par la comptabilisation d'un « stock de matières premières » de 74 millions d'euros correspondant à l'excédent de droits non consommés par les émissions réalisées en 2012 pour les activités continentales, et d'une « dette d'exploitation » de 6 millions d'euros correspondant aux droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées pour les activités insulaires. Pour chaque activité, les montants au 1^{er} janvier 2013 résultent de la compensation du montant des droits détenus qui figuraient dans les comptes au 31 décembre 2012 en « immobilisations incorporelles », avec le montant des droits à restituer à l'Etat au titre des émissions réalisées sur l'exercice 2012 qui figuraient au 31 décembre 2012 en « autres dettes ».

ACTIVITÉS		au 31/12/2012			au 01/01/2013		
		ACTIF	PASSIF		ACTIF	PASSIF	
Continentales	Immobilisations incorporelles	229	155	Autres dettes	Stock de matières premières	74	- Dettes d'exploitation
	Immobilisations incorporelles	21	27	Autres dettes	Stock de matières premières	-	6 Dettes d'exploitation

Le traitement comptable est décrit en note 1.19.1.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ». La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes d'EDF dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 29.3.

1.2.2 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2013 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2013 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.3 Énergie en compteurs et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

EDF constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;

- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de droits au bail et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

La valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production, et pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15). Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés. Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
 - le coût du traitement de ce combustible ;
 - et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre. Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

■ Barrages hydroélectriques	75 ans
■ Matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
■ Centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
■ Installations de production nucléaire	40 ans
■ Installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'Etat.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de forces hydrauliques relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs ...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition diminué du cumul des amortissements. Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés ; lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme de trois ans et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n°2007C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application du règlement 99-03 du CRC et de l'avis n°2005-J du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement dépréciée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production. Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré sauf celles des droits d'émissions de gaz à effet de serre, qui sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement du réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émissions de gaz à effet de serre acquis pour le cycle de production (voir note 1.19.1) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience, sachant qu'EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par ERDF.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 Écarts de conversion

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les swaps adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations de production et de distribution calculés selon le mode dégressif ;
- les amortissements accélérés des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme ;
- les amortissements dérogatoires des logiciels créés par la société.

1.13 Autres fonds propres

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n°28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi ils sont classés en autres fonds propres, leurs remboursements étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés

et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- et depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n°2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée si les trois conditions suivantes sont remplies :

- EDF a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit son degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;

- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.
- les pertes latentes de change ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) conformément à l'avis n° 2005-H du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence relatif à la comptabilisation des coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de site dans les comptes individuels ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision, pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.16 Avantages du personnel

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n°2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques du pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes, conformément à la recommandation n°2003-R01 du CNC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises non financières de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'Etat, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la « charge d'intérêt nette », correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2. Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la Loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'Etat en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droits, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 3 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors des sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Les instruments dérivés court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 Environnement

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Jusqu'en 2012, les droits d'émission de gaz à effet de serre étaient enregistrés, en immobilisations incorporelles. La contrepartie au passif du bilan était un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique «Autres dettes».

Les émissions de gaz à effet de serre généraient une charge ainsi qu'une obligation de restitution des droits d'émission correspondant aux émissions réalisées. Simultanément, les droits alloués par l'Etat faisaient l'objet d'une reprise du compte de régularisation spécifique en contrepartie d'un produit.

À compter du 1^{er} janvier 2013, EDF applique les nouvelles modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est désormais appliqué :

- un actif (stock) est comptabilisé si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif (dette) est enregistré dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transferts de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'Économies d'Énergie

En application de la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général du dispositif des certificats d'économies d'énergie :

- les certificats obtenus auprès de l'Etat suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation ;
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif).

En outre, les certificats acquis, obtenus ou à recevoir par l'Etat à l'appui des actions réalisées, sont enregistrés au sein d'une comptabilité matière tenue hors bilan.

➤ Note 2. Opérations et événements majeurs de l'exercice

Les principaux événements et opérations survenus au cours de l'exercice 2013 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 22 janvier 2013 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 250 millions d'euros avec un coupon de 4,25 % et une option de remboursement à 7 ans ;
- 1 250 millions d'euros avec un coupon de 5,375 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 1 250 millions de livres sterling avec un coupon de 6 % et une option de remboursement à 13 ans.

En complément, EDF a procédé le 24 janvier 2013 à l'émission de titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 3 milliards de dollars américains avec un coupon de 5,25 %, et une option de remboursement à 10 ans.

Du fait de leurs caractéristiques (voir note 1.13), ces émissions sont comptabilisées en « Autres fonds propres » à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013) pour un montant de 6 135 millions d'euros (net de la prime de remboursement).

2.2 Évolutions relatives à la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est une contribution fixée par l'Etat et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire.

Depuis 2007, et malgré la mise en place d'un mécanisme permettant une hausse régulière de la taxe par la loi de finances 2011, le montant de CSPE collectée ne suffisait pas à compenser l'augmentation de ces charges et le déficit créé venait peser sur l'endettement d'EDF.

L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros et des coûts de portage supportés par EDF, à hauteur de 0,6 milliard d'euros.

Un échéancier de remboursement progressif jusqu'en 2018 de cette créance de 4,9 milliards d'euros a été validé dans l'accord, la créance étant rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %). Cette rémunération est comptabilisée en produit financier dans les comptes d'EDF.

À la suite de cet accord, EDF a reconnu, dans ses comptes clos le 31 décembre 2012, un produit financier de 0,6 milliard d'euros et a transféré la créance de « autres créances d'exploitation » à « prêts et autres immobilisations financières » pour 4,3 milliards d'euros.

Par ailleurs, en application du décret du 23 février 2007, l'Etat a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF, aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012 (y compris les coûts de portage associés), pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation s'est accompagnée d'une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2,4 milliards d'euros. Au total, la dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros a ainsi permis d'atteindre l'objectif de couverture de 100% des provisions nucléaires de long terme, en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La loi de finances rectificative pour 2013 reconnaît les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la CSPE.

2.3 Accord avec Veolia environnement sur Dalkia

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia, spécialisée dans les services énergétiques.

Au terme des discussions en cours, EDF reprendrait l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France tandis que les activités de Dalkia International seraient reprises par VE. Dans ce cadre, VE verserait à EDF une soulte de 550 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia.

Cette opération se traduirait par une prise de contrôle des activités de Dalkia en France et par une cession de la participation d'EDF dans Dalkia International.

En cas d'accord, l'opération sera soumise à l'approbation des conseils d'administration et des autorités de la concurrence compétentes. Elle sera finalisée au plus tôt en milieu d'année 2014.

2.4 Émission obligataire « verte »

EDF a reçu le 27 novembre 2013 les fonds provenant de la première émission obligataire « verte » (« Green Bond ») réalisée par une grande entreprise pour un montant de 1,4 milliard d'euros, de maturité avril 2021, avec un coupon annuel de 2,25%.

Les fonds levés seront exclusivement dédiés au financement de futurs projets d'énergies renouvelables menés par EDF Énergies Nouvelles.

➤ Note 3. Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

3.1 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014

La loi n°2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique devrait être transposée au régime des IEG par décret début 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements d'EDF au 31 décembre 2013. Les effets des deux mesures principales citées ci-dessus constituent des modifications de régime et ont été comptabilisés en compte de résultat pour un montant avant effets d'impôt de 393 millions d'euros en « reprises sur provisions d'exploitation » (voir note 6).

3.2 Impayés sur la part acheminement des créances clients

Suite à la décision du CoRDIS (Comité de Règlements des Différends et des Sanctions de la CRE) publiée au Journal Officiel du 19 mars 2013, les impayés sur la part acheminement des factures des clients dans le cadre des contrats uniques et des contrats aux tarifs réglementés de vente ne doivent plus être supportés par les fournisseurs d'électricité, mais par ERDF. Cette décision concerne les consommations postérieures au 1^{er} janvier 2012.

Il en résulte qu'EDF n'a plus à provisionner le risque d'impayé sur la part acheminement, et se fera rembourser par ERDF des pertes dues aux créances devenues irrécouvrables sur la part acheminement.

Cette décision se traduit par un impact positif de 212 millions d'euros sur le résultat d'exploitation de l'exercice 2013.

3.3 Loi NOME

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,4 TWh pour l'année 2013. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échéancier fixé par arrêté. Ainsi, le volume estimé pour l'année 2014 représente 74,2 TWh, ce volume pouvant être réajusté selon certaines conditions au 1^{er} juillet 2014.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le 22 octobre 2013, le gouvernement a annoncé que le décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH devrait être publié avant la fin du premier trimestre 2014.

COMPTE DE RÉSULTAT

➤ Note 4. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2013	2012
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	41 234	41 897
Ventes de services et divers	2 189	2 209
CHIFFRE D'AFFAIRES	43 423	44 106

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires diminue de 1,5% par rapport à 2012, principalement en raison de la baisse des volumes livrés au titre des enchères de capacité (arrêt du mécanisme *Virtual Power Plants* ou « VPP »).

➤ Note 5. Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2013	2012
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION	5 117	4 698

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 103 millions d'euros en 2013 (4 687 millions d'euros en 2012). L'évolution s'explique principalement par la baisse des

prix de marché de l'électricité, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, ainsi que par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

➤ Note 6. Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2013	2012
Reprises sur provisions pour risques	227	79
Pensions et obligations assimilées ⁽¹⁾	1 407	1 137
Gestion du combustible nucléaire usé	637	738
Gestion à long terme des déchets radioactifs	137	150
Déconstruction des centrales	208	257
Autres provisions pour charges	188	115
Reprises sur provisions pour charges	2 577	2 397
Reprises sur dépréciations	269	465
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	3 073	2 941

(1) En 2013, l'impact de la réforme des retraites se traduit par une reprise de 393 millions d'euros (voir note 3.1).

➤ Note 7. Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2013	2012
Autres produits d'exploitation	719	560
Transferts de charges	128	83
TOTAL	847	643

➤ Note 8. Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2013	2012
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	4 298	4 265
Achats d'énergie ⁽²⁾	10 311	12 013
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	19 480	18 527
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	34 089	34 805

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. À compter du 1^{er} janvier 2013, ce poste comprend les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats.

(3) La hausse porte notamment sur les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF, qui intègrent l'augmentation du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

➤ Note 9. Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	2013	2012
Impôts et taxes sur rémunérations	157	145
Impôts et taxes liés à l'énergie ⁽¹⁾	1 124	1 006
Contribution Économique Territoriale	530	466
Taxes Foncières	374	362
Autres impôts et taxes	333	254
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 518	2 233

(1) Un produit à recevoir de 98 millions d'euros a été comptabilisé en 2012 suite à la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) arrêtant la charge définitive au titre du dispositif TaRTAM.

➤ Note 10. Charges de personnel

(en millions d'euros)	2013	2012
Salaires et traitements	3 843	3 687
Charges sociales	2 614	2 551
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 457	6 238

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base.

	2013			2012
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	28 674	313	28 987	27 789
Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens	36 652	136	36 788	36 514
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	65 326	449	65 775	64 303

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

➤ Note 11. Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)

	2013	2012
Sur immobilisations incorporelles	123	116
Sur immobilisations corporelles du :		
■ domaine propre	2 358	2 004
■ domaine concédé ⁽¹⁾	207	203
Dotations aux amortissements des immobilisations	2 688	2 323
Autres dotations aux amortissements et charges à étaler	35	31
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	2 723	2 354

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions « Distribution publique » des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions « forces hydrauliques ».

➤ Note 12. Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)

	2013	2012
Provisions pour risques	137	141
Pensions et obligations assimilées	810	708
Gestion du combustible nucléaire usé	417	432
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	228	46
Déconstruction des centrales et derniers cœurs ⁽²⁾	1	912
Autres provisions	222	130
Provisions pour charges	1 678	2 228
Dépréciations	319	213
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 134	2 582

(1) Dont 208 millions d'euros en 2013 afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

(2) Dont 610 millions d'euros en 2012 relatifs à la révision du devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A).

➤ Note 13. Autres charges d'exploitation

(en millions d'euros)

	2013	2012
Émissions de gaz à effet de serre ⁽¹⁾	-	146
Autres charges d'exploitation	944	843
TOTAL AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	944	989

(1) À compter du 1^{er} janvier 2013, les émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisées en achats consommés de combustibles (voir note 1.19.1 et note 8).

➤ Note 14. Résultat financier

(en millions d'euros)	2013	2012
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	2 116	2 478
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	377	1 039
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(2 007)	(1 615)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	1 187	975
Résultat de change	137	93
■ Gains de change réalisés	1 835	1 953
■ Pertes de change réalisées	(1 698)	(1 860)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(26)	27
■ Produits nets sur cessions des valeurs mobilières de placement	7	28
■ Pertes nettes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(33)	(1)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾	(2 674)	(3 015)
RÉSULTAT FINANCIER	(890)	(18)

(1) La variation des dividendes perçus concerne principalement EDEV (146 millions d'euros en 2013 et 964 millions d'euros en 2012) et C3 (holding détenant EDF Investissements Groupe) qui a versé 514 millions d'euros en 2013, sans équivalent en 2012.

(2) En 2013, ce poste intègre un produit de 83 millions d'euros au titre des coûts de portage de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012. En 2012, un produit de 629 millions d'euros est comptabilisé à ce niveau au titre des coûts de portage passés cumulés (voir note 2.2).

(3) La variation provient pour l'essentiel de l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change.

(4) Ce poste comprend :

- en 2013, les reprises sur dépréciation des actifs dédiés pour 176 millions d'euros (317 millions d'euros en 2012) et sur dépréciation des titres Veolia Environnement pour 327 millions d'euros, suite à la cession de la totalité des titres ;
- en 2012, la reprise sur dépréciation des titres de participation de la Gérance Générale Foncière (GGF) pour 212 millions d'euros consécutive à l'augmentation de capital d'EDF Immo par apport en nature de ces titres.

(5) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. En 2012 les effets de l'actualisation des provisions nucléaires intègrent une charge de 244 millions d'euros liée à la révision du taux d'actualisation.

➤ Note 15. Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2013 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 164 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus values de 622 millions d'euros sur les cessions de TIAP actifs dédiés, notamment celles réalisées suite à l'affectation de la créance financière CSPE à ces actifs (voir note 2.2) ;
- une moins value de 266 millions d'euros sur la cession des titres Veolia Environnement compensée par une reprise de dépréciation de 327 millions d'euros en résultat financier ;
- l'amortissement dérogatoire de 222 millions d'euros d'un nouveau système d'information dans le domaine nucléaire mis en service en 2013.

Au 31 décembre 2012 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 196 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 199 millions d'euros ;
- une moins value de 212 millions d'euros concernant les titres GGF dans le cadre de l'apport en nature des titres GGF et Sofilo à EDF Immo compensée par une reprise de dépréciation des titres GGF de même montant en résultat financier ;
- une plus value de 86 millions d'euros liée à l'apport en nature à EDEV des titres EDF Énergies Nouvelles antérieurement détenus par EDF.

➤ Note 16. Impôts sur les bénéfices

16.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2013 comprend 110 filiales dont notamment : RTE Réseau de Transport d'Électricité, ERDF, EDF International et le sous-groupe EDF Énergies Nouvelles.

16.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale, contribution exceptionnelle de 10.7 % de l'impôt sur les sociétés et contribution de 3 % sur les distributions).

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe chaque

filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 748 millions d'euros au titre de l'exercice 2013. Cette charge se décompose comme suit :

- 608 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2013 ;
- 146 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (6) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Elle intègre l'impact négatif des Lois de finances 2012 et 2013, correspondant principalement à l'augmentation du taux d'impôt sur les sociétés à 38%, à une contribution égale à 3% sur les revenus distribués et à la limitation de la déductibilité des charges financières.

16.3 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes sociaux. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
– Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(10 316)	(10 980)	664
– Instruments financiers et écarts de conversion	(3 780)	(3 295)	(485)
– Autres	(337)	(246)	(91)
Total actif d'impôt - taux normal	(14 433)	(14 521)	88
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
– Instruments financiers et écarts de conversion	2 883	2 875	8
– Autres	727	501	226
Total passif d'impôt - taux normal	3 610	3 376	234
– Plus value en sursis d'imposition	79	79	-
Total passif d'impôt - taux réduit	79	79	-
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(10 744)	(11 066)	322
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(3 726)	(3 838)	112
Dette future d'impôt au taux réduit	1	1	-

(1) Concerne principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

BILAN

➤ Note 17. Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2012	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2013
Logiciels ⁽¹⁾	629	331	18	942
Autres ⁽²⁾	490	3	250	243
Immobilisations incorporelles	1 119	334	268	1 185
Terrains	117	2	2	117
Constructions et agencements de terrains	9 228	234	88	9 374
Tranches de production nucléaires	48 108	2 114	700	49 522
Matériel et outillage industriel hors réseau	10 941	701	356	11 286
Réseau du domaine propre	853	33	-	886
Autres immobilisations corporelles	1 202	173	62	1 313
Immobilisations corporelles du domaine propre	70 449	3 257	1 208	72 498
Terrains	39	-	-	39
Constructions et agencements de terrains	9 026	338	5	9 359
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 324	66	11	1 379
Réseau du domaine concédé	2 173	132	13	2 292
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽³⁾	12 573	536	29	13 080
Immobilisations corporelles ⁽⁴⁾	7 697	5 167	3 644	9 220
Immobilisations incorporelles	1 165	369	335	1 199
Avances et acomptes versés sur commandes	1 862	494	1	2 355
Immobilisations en cours	10 724	6 030	3 980	12 774
TOTAL	94 865	10 157	5 485	99 537

(1) L'augmentation correspond principalement à la mise en service d'un nouveau système d'information dans le domaine nucléaire.

(2) La diminution résulte du changement de méthode de comptabilisation des droits d'émission de gaz à effet de serre à compter du 1^{er} janvier 2013 (voir note 1.1).

(3) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(4) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR à Flamanville.

➤ Note 18. Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés au 31/12/2012	Dotation	Reprises	Montants cumulés au 31/12/2013
Logiciels	300	109	14	395
Autres	82	14	19	77
Immobilisations incorporelles	382	123	33	472
Terrains et constructions	6 063	257	55	6 265
Tranches de production nucléaire	32 421	1 638	632	33 427
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 303	390	355	7 338
Réseau du domaine propre	339	26	1	364
Autres immobilisations corporelles	741	100	60	781
Immobilisations corporelles du domaine propre	46 867	2 411	1 103	48 175
Terrains et constructions	5 737	123	5	5 855
Matériel et outillage industriel hors réseau	968	22	10	980
Réseau du domaine concédé	855	62	8	909
Autres immobilisations corporelles	11	-	1	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	7 571	207	24	7 754
Immobilisations corporelles en cours	-	71	-	71
TOTAL	54 820	2 812	1 160	56 472

➤ Note 19. Immobilisations financières

19.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Variations de change	Reclassements	Valeur brute au 31/12/2013
Participations ⁽¹⁾	57 962	2 538	771	-	119	59 848
Créances rattachées aux participations	198	10	158	-	-	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	14 710	8 416	10 976	-	-	12 150
Autres titres immobilisés ⁽²⁾	40	785	357	-	(119)	349
Créance CSPE ⁽³⁾	4 879	83	-	-	91	5 053
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	3 689	1 465	2 533	(6)	-	2 615
Total	81 478	13 297	14 795	(6)	91	80 065

(en millions d'euros)	Valeurs au 31/12/2012	Dotations	Reprises	Variations de change	Reclassements	Valeur au 31/12/2013
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽¹⁾	(795)	(47)	485	-	-	(357)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁵⁾	(540)	(21)	520	-	-	(41)
Total	(1 335)	(68)	1 005	-	-	(398)

VALEUR NETTE

80 143

79 667

- (1) EDF a souscrit aux augmentations de capital d'EDEV et d'EDF Production Électrique Insulaire pour respectivement 2 181 millions d'euros et 215 millions d'euros. EDF a acquis également une participation de 35% de la société Trimet France pour un montant de 130 millions d'euros ainsi que des titres de la société C31 (holding détenant une participation de 20 % dans TIGF) à hauteur de 122 millions d'euros affectés aux actifs dédiés (voir note 38.2.3). La liquidation de la société MNTC, réalisée en décembre 2013 après transfert à Wagram 4 des titres EDISON que détenait MNTC, se traduit par une diminution de titres de 770 millions d'euros et une reprise sur dépréciation de 400 millions d'euros en résultat exceptionnel, compensée par un mali de liquidation de même montant enregistré en résultat exceptionnel.
- (2) Le 30 juillet 2013, le Consortium constitué par SNAM, l'opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %), GIC, le fonds de l'Etat de Singapour (35 %) et EDF (20 %), a signé un accord définitif avec le groupe TOTAL pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France). La participation de 20 % d'EDF est portée par la société holding C31, détenue à 100% par EDF. Le montant de l'acquisition est de 265 millions d'euros.
- (3) Cette créance est constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage supportés par EDF (voir note 2.2). La variation observée par rapport au montant comptabilisé au 31 décembre 2012 correspond à l'ajustement du montant du déficit de référence pour 91 millions d'euros, suite à la position définitive de la CRE officialisée en octobre 2013, ainsi qu'aux coûts de portage enregistrés sur l'exercice 2013 pour 83 millions d'euros.
- (4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2013 est de 2 491 millions d'euros, dont 1 411 millions d'euros pour la Société C3 et 670 millions d'euros pour RTE.
- (5) Les titres Veolia Environnement ont fait l'objet d'une reprise sur dépréciation de 327 millions d'euros suite à leur cession en 2013 et les actifs dédiés d'une reprise de 176 millions d'euros au 31 décembre 2013.

19.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2013	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2012	Résultats de l'exercice 2012	Dividendes reçus en 2013	Chiffres d'affaires 2012
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	-	100	4 257	184	146	-
EDF International	25 930	-	100	24 140	415	394	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	711	-	100	426	(44)	-	4
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 286	270	257	-
Société C3	9 896	-	100	10 449	541	514	-
Wagram 4	4 493	220	100	2 803	(317)	-	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 377	262	40	-
C31	122	-	100	ns	ns	-	-
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	11	-	-	7
Dalkia Investissement	200	38	50	259	34	17	3
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	-	100	5 579	348	209	4 480
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	4 084	831	535	13 313
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	115	1	-	31
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	107	3	-	12
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	50	12	ns	-	4
* Sociétés et Établissements financiers							
Sapar Finance	3	-	100	1	-	-	ns
* Autres (GIE EIFER)	87	85	-	-	-	-	-
TOTAL I	58 394	357				2 112	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) dont 50 % des titres affectés aux actifs dédiés.

19.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2013	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2012	Résultats de l'exercice 2012	Dividendes reçus en 2013
I. Filiales						
Total I Report des filiales	58 394	357				2 112
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50% et supérieure ou égale à 10%						
* Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Dalkia International	425	-	24	1 632	63	-
Dalkia Holding	897	-	34	1 314	56	-
Trimet France	130	-	35	ns	ns	-
Total II.1	1 452	-				-
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10% dont :						
Autres						
Autres	1	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	98	4	ns
Total II.2	2	-				-
Total II	1 454	-				-
Total brut des filiales et participations	59 848	357				2 112
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	59 491					

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

19.4. Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	14 710	14 177	15 531	12 150	12 118	14 005

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2013, pour 12 026 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 124 millions d'euros un portefeuille d'actions.

19.5 Variations des actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Valeur brute au 31/12/2013
ACTIONS PROPRES	30	366	(352)	44

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique «TIAP» et détenues au 31 décembre 2013 s'élève à 1 693 422 actions pour une valeur de 44 millions d'euros.

19.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2013	Montant brut au 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	-	48	50	198
Créance CSPE	307	4 746	-	5 053	4 879
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	1 593	812	210	2 615	3 689
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	1 902	5 558	258	7 718	8 766

➤ Note 20. Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	Matières premières		Autres approvision- nements	En cours de production et autres stocks	Total
	Combustible Nucléaire	Autres Matières Premières ⁽¹⁾			
Valeur brute au 31/12/2012	7 836	463	996	21	9 316
Provisions au 31/12/2012	(14)	-	(162)	-	(176)
Valeur nette au 31/12/2012	7 822	463	834	21	9 140
Valeur brute au 31/12/2013	8 327	487	1 038	19	9 871
Provisions au 31/12/2013	(14)	-	(197)	-	(211)
VALEUR NETTE AU 31/12/2013	8 313	487	841	19	9 660

(1) À compter du 1^{er} janvier 2013, les droits d'émission de gaz à effet de serre sont comptabilisés en stocks de matières premières (voir notes 1.1 et 1.19.1).

➤ Note 21. Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2013	Montant brut au 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	566	84	406	1 056	906
■ Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 519	-	-	2 519	2 499
Factures à établir ⁽¹⁾	11 102	-	-	11 102	10 686
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	4 027	61	82	4 170	3 706
Créances d'exploitation	17 648	61	82	17 791	16 891
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	681	756	190	1 627	2 801
Charges constatées d'avance	493	135	667	1 295	1 335
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	19 388	1 036	1 345	21 769	21 933

(1) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée.

(2) Dont 2 300 millions d'euros au titre d'impôts et taxes et 1 357 millions d'euros au titre de la Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE) (997 millions d'euros en 2012). Dans le cadre de l'accord signé avec les pouvoirs publics en janvier 2013, le déficit de CSPE généré antérieurement au 31 décembre 2012 et les coûts de portage associés sont classés en « prêts et autres immobilisations financières » (voir note 2.2).

(3) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

➤ Note 22. Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012	Variation de l'exercice
VMP Actions propres	3	3	-
OPCVM	2 844	3 282	(438)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	10	392	(382)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	2 599	1 315	1 284
TCN moyen et long terme	-	394	(394)
Obligations	4 847	3 515	1 332
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	13	53	(40)
Valeur brute	10 316	8 954	1 362
Provisions	(4)	(7)	3
VALEUR NETTE VMP	10 312	8 947	1 365

La variation résulte principalement de la cession d'actifs financiers du portefeuille d'actifs dédiés pour un montant de 2,4 milliards d'euros, suite à l'affectation de la créance CSPE à ces actifs (voir note 2.2).

➤ Note 23. Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012	Variation
Valeurs Mobilières de Placement	10 316	8 954	1 362
Disponibilités	5 066	3 685	1 381
Sous-total à l'actif du bilan	15 382	12 639	2 743
OPCVM en euros	(2 844)	(3 282)	438
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 595)	(1 315)	(280)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(1 004)	-	(1 004)
Obligations	(4 847)	(3 515)	(1 332)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(13)	(53)	40
TCN en euros moyen et long terme	-	(394)	394
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(10 306)	(8 562)	(1 744)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	4	2	2
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres dettes d'exploitation » du bilan	(8 390)	(7 778)	(612)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *	(3 310)	(3 699)	389
Élimination de l'incidence des variations de change			(5)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(31)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			353

* Voir Tableau de Flux de Trésorerie.

➤ Note 24. Écarts de conversion-actif

Les écarts de conversion actif présentent en 2013 une perte latente de change de 261 millions d'euros dont 163 millions d'euros concernant des emprunts en livres sterling non couverts.

➤ Note 25. Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2011	924	10 815	3 233	1 118	171	6 549	22 810
Affectation du résultat 2011	-	-	46	(46)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 072)	-	-	(1 072)
Résultat 2012	-	-	-	3 566	-	-	3 566
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations ⁽¹⁾	-	(13)	434	-	19	(226)	214
Situation au 31 décembre 2012	924	10 802	2 660	3 566	190	6 323	24 465
Affectation du résultat 2012	-	-	2 309	(2 309)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	1	(1 257)	-	-	(1 256)
Augmentation de capital au 29.07.2013	6	165	-	-	-	-	171
Résultat 2013	-	-	-	2 938	-	-	2 938
Acompte sur dividendes	-	-	(1 059)	-	-	-	(1 059)
Autres variations	-	-	18	-	(12)	78	84
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2013	930	10 967	3 929	2 938	178	6 401	25 343

(1) 214 millions d'euros d'autres variations dont (226) millions d'euros de provisions réglementées et 431 millions d'euros d'impact en report à nouveau suite à la modification du mode de comptabilisation des inspections majeures des centrales au 1^{er} janvier 2012.

25.1 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2013 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2012 de 1,25 euro par action. Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2012, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2012 s'est élevé à 0,68 euro par action.

L'Assemblée générale a également décidé d'offrir à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles d'EDF pour une quote-part de 0,10 euro sur le solde de 0,68 euro par action du dividende restant à distribuer.

Le solde du dividende au titre de l'exercice 2012 a été mis en paiement le 8 juillet 2013 pour un montant de 1 256 millions d'euros :

- la mise en paiement en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros correspondant à l'émission de 11 141 806 actions à la valeur nominale de 0,50 euro chacune, accompagnée d'une prime d'émission de 165 millions d'euros (montant net des frais d'émission) ;
- la mise en paiement en numéraire s'élève à 1 085 millions d'euros.

Le 26 novembre 2013, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2013, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2013 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le dispositif prendra effet pour le paiement en 2014 du dividende au titre de l'exercice 2013.

25.2 Capital social

Le Conseil d'administration d'EDF a constaté le 29 juillet 2013 l'augmentation du capital social d'EDF décidée lors de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013.

Le capital social de la société s'établit, au 31 décembre 2013, à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions, entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,5 % par l'Etat, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'Etat doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

➤ Note 26. Autres fonds propres

Ce poste enregistre les titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 pour une valeur de 6 135 millions d'euros (nette de la prime de remboursement). Les détails de cette émission sont présentés en note 2.1.

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 6 120 millions d'euros à fin décembre 2013.

➤ Note 27. Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Contre-valeur des biens	103	99
Écarts de réévaluation	971	998
Amortissement de caducité	88	71
Concessions des Forces Hydrauliques	1 162	1 168
Contre-valeur des biens	1 441	1 368
Financement du concessionnaire non amorti	(860)	(799)
Amortissement du financement du concédant	264	251
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	9	11
Concessions de Distribution Publique⁽¹⁾	854	831
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 016	1 999

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

➤ Note 28. Provisions pour risques

(en millions d'euros)	31/12/2012	Dotations		Reprises			31/12/2013
		Exploitation	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	340	-	60	-	-	(138)	262
Provisions pour contrats déficitaires	149	40	6	(98)	-	-	97
Autres provisions pour risques	192	97	2	(16)	(96)	(2)	177
PROVISIONS POUR RISQUES	681	137	68	(114)	(96)	(140)	536

➤ Note 29. Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Ces provisions prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application. Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

29.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

	31/12/2012	Dotations		Reprises		Autres ⁽²⁾	31/12/2013
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour gestion du combustible usé	9 498	417	454	(634)	(3)	47	9 779
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	228	338	(137)	-	-	7 542
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	16 611	645	792	(771)	(3)	47	17 321

(1) Charges financières d'actualisation.

(2) Correspond à la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié, la contrepartie étant comptabilisée dans les comptes de stocks.

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

	31/12/2013		31/12/2012	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour gestion du combustible usé	15 868	9 779	15 250	9 498
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	25 578	7 542	24 562	7 113
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	41 446	17 321	39 812	16 611

29.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible usé

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

29.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le

cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat DGEC) et réunissant les administrations concernées (DGEC, Agence des Participations de l'Etat et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a réalisé en 2012 et 2013 des études d'esquisse prenant notamment en compte des options de conception proposées par les producteurs. Elle étudie à ce stade des optimisations techniques identifiées conjointement avec les producteurs et devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage, intégrant ces éléments, au plus tôt mi 2014, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le ministre chargé de l'Énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), le processus de recherche de site a repris, notamment par des campagnes de reconnaissance géologique autour du site de Soulaïnes. Le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL a été révisé pour tenir compte de nouvelles hypothèses techniques et calendaires, sans modification significative du niveau de la provision.

En 2013, une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs a été comptabilisée pour un montant de 208 millions d'euros, afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

29.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31/12/2012	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2013
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	522	1	28	(37)	-	58	572
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	-	604	(171)	-	13	13 024
Provisions pour derniers cœurs	2 193	-	105	-	-	15	2 313
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	15 293	1	737	(208)	-	86	15 909

(1) Charges financières d'actualisation

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2013		31/12/2012	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	767	572	707	522
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	22 448	13 024	22 174	12 578
Provisions pour derniers cœurs	3 979	2 313	3 887	2 193
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	27 194	15 909	26 768	15 293

29.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme et hydrauliques

Les charges liées à la déconstruction des centrales sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

29.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires de la filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Les provisions sont évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en euro/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en terme de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'inter-comparaison internationale réalisées avec un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude. Cette

étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en euro/MW.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A)

La provision est évaluée à partir du devis de déconstruction remis à jour en 2012.

Cette évaluation repose sur les hypothèses structurantes suivantes :

- stratégie de démantèlement dans les délais les plus courts possible (hypothèse inchangée par rapport au précédent devis) ;
- stratégie d'entreposage des déchets MAVL dans une Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est désormais prévue pour 2016, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- disponibilité de l'exutoire pour les déchets graphite à l'horizon 2025 ;
- obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

29.2.3 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF au 31 décembre 2013 pour le calcul des provisions est de 4,8 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (hypothèses inchangées par rapport au 31 décembre 2012).

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponible sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2013.

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire «égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point» ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Ce taux plafond s'établit à 4,58% au 31 décembre 2013. Compte tenu des discussions en cours entre les exploitants nucléaires et l'administration française concernant une révision du dispositif réglementaire, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2013 est de 4,8 % (identique à celui utilisé au 31 décembre 2012).

29.3.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2013

	Coût provisionné en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
	31/12/2013	0.20%	-0.20%	0.20%	-0.20%
<i>(en millions d'euros)</i>					
Aval du cycle nucléaire					
■ gestion du combustible utilisé	9 779	(167)	177	139	(147)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs					
■ déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
■ derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
TOTAL	32 658	(1 063)	1 139	504	(553)

Pour l'exercice 2012

	Coût provisionné en valeur actualisée 31/12/2012	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		0,20%	-0,20%	0,20%	-0,20%
Aval du cycle nucléaire					
■ gestion du combustible utilisé	9 498	(165)	174	138	(145)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	(361)	403	307	(345)
Déconstruction et derniers cœurs					
■ déconstruction des centrales nucléaires	12 578	(458)	479	47	(49)
■ derniers cœurs	2 193	(66)	70	-	-
TOTAL	31 382	(1 050)	1 126	492	(539)

➤ Note 30. Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

	31/12/2012	Augmentation		Diminution		31/12/2013
		Charges exploitation ⁽¹⁾	Charges financières	Reprises exploitation ⁽²⁾	Reprises financières ⁽³⁾	
(en millions d'euros)						
Avantages postérieurs à l'emploi	9 872	731	822	(1 317)	(314)	9 794
Avantages à long terme	879	79	29	(90)	-	897
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 751	810	851	(1 407)	(314)	10 691

(1) Dont 514 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 285 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 11 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 988 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 26 millions d'euros au titre des gains actuariels et 393 millions d'euros concernent les reprises de droits acquis au titre de la réforme des retraites (voir note 3.1).

(3) Dont 314 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
(en millions d'euros)						
Solde au 31/12/2012	24 324	(8 084)	16 240	(118)	(5 371)	10 751
Charge nette de l'exercice 2013	972	(314)	658	11	259	928
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(294)	151	(143)	-	143	-
Cotisations versées aux fonds	-	(301)	(301)	-	-	(301)
Prestations versées	(982)	295	(687)	-	-	(687)
SOLDE AU 31/12/2013	24 020	(8 253)	15 767	(107)	(4 969)	10 691

Le montant des écarts actuariels sur les engagements est de 294 millions d'euros dont 617 millions d'euros de gains au titre des changements d'hypothèses et 323 millions de pertes dues à l'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Coût des services rendus de l'exercice	514	347
Charges d'intérêts (actualisation)	851	931
Rendement escompté des actifs de couverture	(314)	(345)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	188	53
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	71	184
Coût des services passés droits acquis	(393)	(77)
Coût des services passés droits non acquis	11	8
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	928	1 101
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	391	515
Résultat financier	537	586

(1) Le montant correspond aux dotations d'exploitation (810 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (26 millions d'euros) et de la réforme des retraites (393 millions d'euros).

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentation		Diminution		31/12/2013
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises exploitation	Reprises financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	8 081	533	674	(1 149)	(301)	7 838
Charges CNIEG	415	7	14	(15)	-	421
Avantages en nature énergie	903	123	89	(86)	-	1 029
Indemnités de fin de carrière	(9)	38	20	(41)	(13)	(5)
Autres avantages	482	30	25	(26)	-	511
TOTAL	9 872	731	822	(1 317)	(314)	9 794

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013					
Retraites	18 540	(7 810)	-	(2 892)	7 838
Charges CNIEG	424	-	-	(3)	421
Avantages en nature énergie	2 929	-	-	(1 900)	1 029
Indemnités de fin de carrière	575	(429)	(57)	(94)	(5)
Autres avantages	655	(14)	(50)	(80)	511
TOTAL	23 123	(8 253)	(107)	(4 969)	9 794

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écart actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2012					
Retraites	19 218	(7 668)	-	(3 469)	8 081
Charges CNIIEG	428	-	-	(13)	415
Avantages en nature énergie	2 558	-	-	(1 655)	903
Indemnités de fin de carrière	582	(403)	(65)	(123)	(9)
Autres avantages	660	(13)	(54)	(111)	482
TOTAL	23 446	(8 084)	(119)	(5 371)	9 872

La diminution des engagements observée entre 2012 et 2013 est principalement liée à l'effet favorable des révisions d'hypothèses financières (notamment de la baisse des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'augmentation des salaires).

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentation		Diminution	31/12/2013
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	757	72	24	(76)	777
Médailles du travail	95	5	3	(8)	95
Autres	27	2	2	(6)	25
TOTAL	879	79	29	(90)	897

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élèvent à 8 253 millions d'euros au 31 décembre 2013 (8 084 millions d'euros au 31 décembre 2012). Ces actifs de couverture sont affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 7 810 millions d'euros, des indemnités de fin de carrière pour 429 millions d'euros et des détachés pour 14 millions d'euros.

Ils se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	7 810	7 668
dont en % :		
Actions	31%	29%
Obligations et monétaires	69%	71%
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	429	403
dont en % :		
Actions	32%	31%
Obligations et monétaires	68%	69%
Actifs de couverture - autres avantages	14	13
TOTAL	8 253	8 084

30.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,5 % au 31 décembre 2013 (3,5 % au 31 décembre 2012) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,9 % (2 % au 31 décembre 2012) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 17,5 ans (au 31 décembre 2013) ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent au 01/01/2013 inclut l'évolution des taxes assises sur le tarif ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial des retraites est de 4,10 % ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 3,66 %.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises non financières de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège conduisant, pour une carrière complète, à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,6 % y compris inflation).

➤ Note 31. Provisions pour autres charges

	31/12/2012	Dotations	Reprises		Autres	31/12/2013
			Suite à utilisation	Sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	104	88	(76)	(8)	-	108
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	248	16	(1)	(3)	(6)	254
■ aux autres charges ⁽¹⁾	386	292	(97)	(19)	-	562
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	738	396	(174)	(30)	(6)	924

(1) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2013, 60 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (145 millions d'euros au 31 décembre 2012).

➤ Note 32. Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2013	Montant brut au 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Emprunts obligataires	5 070	4 952	29 319	39 341	41 587
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits			500	500	500
Autres emprunts	1 980	1 758	-	3 738	6 116
Dettes financières diverses					
– avances sur consommation	2	20	20	42	65
– autres dettes	1 659	-	-	1 659	1 214
Dettes financières (Cf. Note 33)	8 711	6 730	29 839	45 280	49 482
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	6 279	-	-	6 279	5 833
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 300	6	-	7 306	7 894
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	7 235	-	-	7 235	6 626
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 067	-	-	2 067	1 538
Comptes créditeurs ⁽³⁾	16 767	-	-	16 767	15 947
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	33 369	6	-	33 375	32 005
Instruments de trésorerie ⁽⁴⁾	965	344	664	1 973	2 370
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	765	1 260	2 248	4 273	4 232
TOTAL DETTES	50 089	8 340	32 751	91 180	93 922

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 129 millions d'euros (5 558 millions d'euros au 31 décembre 2012). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2013, ce poste inclut un montant de 984 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée contre 747 millions d'euros au 31 décembre 2012.

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales (14,8 milliards d'euros en 2013 et 13,6 milliards d'euros en 2012).

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2013, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 2 112 millions d'euros (2 183 millions d'euros en 2012).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

➤ Note 33. Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2012	Nouveaux Emprunts	Rembourse- ments	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2013
Emprunts en euros	913	100	-	-	-	1 013
Emprunts en devises	8 270	-	1 347	(446)	-	6 477
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	24 332	1 670	1 895	-	-	24 107
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	8 072	235	308	(255)	-	7 744
Emprunts obligataires	41 587	2 005	3 550	(701)	-	39 341
Emprunts long terme en euros	500	-	-	-	-	500
Crédits court terme en devises	-	-	2	2	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit	500	-	2	2	-	500
Titres de créances négociables en Euros ⁽¹⁾	1 620	-	1 351	-	-	269
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	4 493	-	812	(218)	-	3 463
Emprunts contractuels à caractère financier	3	4	1	-	-	6
Autres emprunts	6 116	4	2 164	(218)	-	3 738
Total emprunts	48 203	2 009	5 716	(917)	-	43 579
Avances sur consommation	65	-	23	-	-	42
Avances diverses	91	-	-	-	(17)	74
Comptes bancaires créditeurs	34	-	-	-	321	355
Débits bancaires différés	49	-	-	-	(15)	34
Intérêts à payer	1 040	-	-	-	156	1 196
Total autres dettes financières diverses	1 214	-	-	-	445	1 659
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	49 482	2 009	5 739	(917)	445	45 280

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a procédé en 2013 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 2 005 millions d'euros :

- un emprunt en euros d'un montant de 100 millions à taux fixe de 3,286%, échéance juin 2033 ;
- des Euro-Medium Term Notes pour un montant de 1 905 millions d'euros se décomposant ainsi :
 - 120 millions d'euros à taux fixe de 3,45 % à échéance janvier 2033 ;
 - 100 millions d'euros à taux fixe de 2,991 % à échéance juin 2033 ;

- 1 400 millions d'euros à taux fixe de 2,25 % à échéance avril 2021, première émission obligataire « verte » (*Green Bond*) ;
- 50 millions d'euros à taux fixe de 3,47 % à échéance décembre 2029 ;
- 1 000 millions de couronnes norvégiennes soit 121 millions d'euros à taux fixe de 4,155 % à échéance novembre 2025 ;
- 1 216 millions de dollars de Hong Kong soit 114 millions d'euros à taux fixe de 4,18 % à échéance décembre 2028.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 3 550 millions d'euros concernent des emprunts en euros, francs suisses et yens japonais arrivés à échéance.

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>										
TOTAL I - EUROS		25 895		59		12 732		38 627		88
CHF	760	619	3,5	1	(760)	(619)	-	-	-	-
GBP	6 035	7 238	40,9	17	(1 550)	(1 859)	4 485	5 379	100	12
HKD	1 216	114	0,7	0,3	(1 216)	(114)	-	-	-	-
JPY	121 100	836	4,7	2	(121 100)	(836)	-	-	-	-
NOK	1 000	121	0,7	0,3	(1 000)	(121)	-	-	-	-
USD	12 075	8 756	49,5	20	(12 075)	(8 756)	-	-	-	-
TOTAL II - AUTRES DEVISES		17 684	100	41		(12 305)		5 379	100	12
TOTAL I+II		43 579		100		427		44 006		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments		Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% au 31/12/2013	% au 31/12/2012	Montants	Montants	% au 31/12/2013	% au 31/12/2012	
<i>(en millions d'euros)</i>								
Emprunts Long Terme et EMTN	39 233			(8 250)	30 983			
Emprunts Court Terme	3 732			77	3 809			
Dette à taux fixe	42 965	99	98	(8 173)	34 792	79	72	
Emprunts Long Terme et EMTN	614			8 600	9 214			
Emprunts Court Terme	-			-	-			
Dette à taux variable	614	1	2	8 600	9 214	21	28	
TOTAL	43 579	100	100	427	44 006	100	100	

➤ Note 34. Écarts de Conversion-Passif

Les écarts de conversion passif présentent en 2013 un gain latent de change de 210 millions d'euros dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

Autres informations

➤ Note 35. Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2013		31/12/2012	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<i>(en millions d'euros)</i>				
1-Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	1 988	1 988	3 039	3 039
Swaps de taux long terme				
EUR	7 215	7 215	6 616	6 616
USD	979	979	246	246
CHF	-	-	390	390
GBP	2 070	2 070	2 285	2 285
JPY	325	325	350	350
Sous-total	12 577	12 577	12 926	12 926
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	18 532	21 640	18 988	24 813
CAD	1 026	1 026	535	535
USD	9 970	6 698	10 420	5 221
GBP	11 338	11 466	14 871	14 322
CHF	-	-	20	20
HUF	419	410	471	471
PLN	968	1 050	975	993
JPY	21	122	-	54
MXN	254	254	577	577
Autres	308	311	89	90
Swaps de capitaux long terme				
EUR	7 226	23 565	7 003	23 958
JPY	837	-	1 418	-
USD	6 566	1 273	5 533	-
GBP	14 913	5 721	15 142	6 152
CHF	619	-	2 662	666
HUF	14	14	22	22
CAD	131	131	127	127
ILS	132	132	123	123
PLN	-	53	-	79
NOK	120	-	-	-
HKD	114	-	-	-
Sous-total	73 508	73 866	78 976	78 223
3- Swaps de titrisation	734	734	771	771
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	86 819	87 177	92 673	91 920
4- Swaps sur matières premières				
Charbon (en millions de tonnes)	4	4	6	6
Produits pétroliers (en milliers de barils)	5 776	5 776	5 268	5 268

Les montants des engagements hors bilan financiers figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisées aux cours de change du 31 décembre 2013 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)

	2013	2012
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	142	71
Gains ou pertes latents	(100)	120
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) ⁽¹⁾	78	(35)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	134	193
Instrument de change réalisé (currency swap)	67	90

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de

change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2013 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme	80	507
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(118)	(148)
Swaps de capitaux long terme	(101)	(701)
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
Charbon	-	(51)
Produits pétroliers	-	(26)
TOTAL	(139)	(419)

➤ Note 36. Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2013, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2013	31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	12 653	17 920	11 676	11 355	53 604	51 878
Engagements liés aux opérations d'exploitation	5 511	11 832	10 007	11 351	38 701	41 159
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	2 928	9 023	8 573	11 120	31 644	33 264
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 583	2 809	1 434	231	7 057	7 895
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 743	4 922	284	-	8 949	7 909
Engagements liés aux opérations de financement	3 399	1 166	1 385	4	5 954	2 810
Engagements hors bilan reçus	1 254	10 378	221	81	11 934	10 684
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 246	807	220	81	2 354	2 719
Engagements liés aux opérations de financement	8	9 571	1	-	9 580	7 965

36.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2013, l'échéancier de ces engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2013	31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 114	2 779	3 103	7 019	14 015	13 687
Achats de combustible nucléaire	1 814	6 244	5 470	4 101	17 629	19 577
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	2 928	9 023	8 573	11 120	31 644	33 264

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque...).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 34 TWh pour l'exercice 2013 (36 TWh pour 2012), dont 7 TWh au titre de la cogénération (10 TWh pour 2012), 15 TWh au titre de l'éolien (14 TWh pour 2012), 4 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2012) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2012).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. La baisse des engagements résulte principalement des prestations exécutées en 2013.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant, l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des contrats de location simple non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment d'EDF Trading pour 2 milliards d'euros et d'EDF Énergies Nouvelles pour 1,7 milliard d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- des garanties reçues dans le cadre des ventes ARENH. Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi

NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur ;

- de contrats de location simple en tant que bailleur.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 12 TWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dit VPP ou « *Virtual Power Plant* » qui ont pris fin en 2011.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. Autour du projet Southstream, EDF et Gazprom ont signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats long terme.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service est prévue en 2015.

36.3.3 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et Veolia Environnement ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un nouvel accord au sujet de leur filiale commune Dalkia (voir note 2.5). Aucun engagement hors bilan n'est cependant à constater à ce titre au 31 décembre 2013.

➤ Note 37. Passifs éventuels

Droits Individuels à la Formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2013, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 366 040 heures dont 6 284 004 n'ayant pas donné lieu à demande.

Réseau d'Alimentation Générale - Rejet du pourvoi de la Commission européenne

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'Etat le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'Etat du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'Etat avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de réouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'Etat français et la Commission.

Contrôles fiscaux

EDF a fait l'objet de vérifications de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2010. Des propositions de rectification relatives à ces exercices ont été reçues par la Société. EDF conteste la majeure partie de ces propositions.

Un des principaux chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP »). EDF conteste la position de l'administration fiscale. Fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE. Par ailleurs, cette filiale a aussi obtenu un jugement favorable auprès du Tribunal Administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour EDF lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 150 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de *British Energy*. EDF conteste ce chef de redressement.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés ou avec des inspecteurs du travail concernant notamment le calcul et la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF. Le nombre de contentieux relatifs à ces litiges reste cependant réduit à ce jour.

➤ Note 38. Actifs dédiés

38.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs, (les actifs dédiés), à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du code des assurances. Il rend notamment admissibles dans certaines conditions les titres non cotés.

38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs réels engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés. Cette nouvelle allocation se traduit par la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs réels géré par EDF Invest, créé en 2013 suite au décret relatif à la sécurisation

du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le private equity. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'Etat le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

38.2.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2013 est la suivante :

	31/12/2013		31/12/2012	
	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participations - RTE	2 015	2 567	2 015	2 409
Titres de participation - C31	122	119	-	-
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	11 994	13 842	13 864	15 218
Autres titres immobilisés	151	146	-	-
Total actifs dédiés - immobilisations financières	14 282	16 674	15 879	17 627
Créance CSPE	5 053	5 051	-	-
Total actifs dédiés avant couverture	19 335	21 725	15 879	17 627
Instrument de couverture et autres éléments	1	12	-	15
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE	19 336	21 737	15 879	17 642

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2013

Suite à l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés en 2013, l'objectif de couverture de 100% des provisions nucléaires de long terme est atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La dotation totale au titre de l'année 2013 s'élève à 2 591 millions d'euros, résultant de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie et de l'affectation de la créance CSPE (4 978 millions d'euros après revalorisation de la CRE et en incluant le coupon couru) nette des retraits effectués sur l'exercice (2 407 millions d'euros).

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs réels (EDF Invest)

Les actifs réels gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures et de parts de FCPR.

Au 31 décembre 2013, les actifs d'infrastructure incluent 50 % de la participation d'EDF dans RTE et depuis septembre 2013, les titres de la société C31, holding de contrôle de la participation d'EDF dans TIGF (voir note 19.1).

La valeur des titres RTE affectée aux actifs dédiés est de 2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013 (2 409 millions d'euros au 31 décembre 2012). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation d'EDF dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

Les autres actifs du portefeuille d'actifs réels sont des parts de FCPR.

Les actifs réels intègrent depuis septembre 2013 les titres de la société C31, holding détenant la participation de 20 % d'EDF dans TIGF.

Des retraits pour un montant de 326 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2013 (350 millions d'euros en 2012).

Compte tenu des évolutions économiques et institutionnelles observées en Europe, EDF a renforcé au cours de l'année le poids des obligations souveraines italiennes et espagnoles au détriment d'autres obligations souveraines au rendement moins attractif.

38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	7 113
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	12 578
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	454	434
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	21 020	20 125

➤ Note 39. Informations concernant les entreprises liées

39.1 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sociétés						
RTE	670	235	-	162	-	56
C3	1 411	-	-	-	-	3
EDF Energy	-	310	-	132	-	3
EDF Énergies Nouvelles	292	-	-	-	-	5
EDF Trading	-	514	-	779	-	12
ERDF	-	150	-	1 954	-	-
ERSA	92	-	-	-	-	3
EDEV	-	-	-	-	-	10
Compte courant ERDF	-	-	-	100	-	-
Convention de Trésorerie Groupe avec les filiales	-	-	8 390	-	(5)	-
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾	-	-	-	973	-	-
Convention de Placement des liquidités des filiales	-	-	6 407	-	(26)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont EDF International pour 688 millions d'euros

39.2. Relations avec l'Etat et les sociétés participations de l'Etat

39.2.1 Relations avec l'Etat

L'Etat détient 84,5 % du capital d'EDF au 31 décembre 2013. L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'Etat, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'Etat et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'Etat et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'Etat intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

EDF réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat et l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance

de centrales, l'achat d'équipements ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA ont signé le 15 décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032.

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post 2007. En application de cet accord, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « l'Accord Traitement - Recyclage EDF-AREVA NC » (ATR) et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ».

Le 28 décembre 2012, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire au contrat ATR 2008-2012 pour l'année 2013. Les opérations de transport, de traitement du combustible usé, d'oxydation-entreposage de l'URT et de fabrication de MOX ont pu être assurées dans ce cadre en 2013, dans l'attente de la signature du contrat d'application 2013-2017. Par ailleurs, le 7 novembre 2013, un accord a été signé par EDF et AREVA sur le bilan des investissements 2008-2012 et le traitement anticipé de combustible usé.

EDF et AREVA MINES ont également signé le 31 juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

Pour les centrales nucléaires du palier 1300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et d'autre part un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante) en cours de signature.

De plus, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2013.

➤ Note 40. Environnement

40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période de 2013 à 2020 est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission dans certains pays dont la France. Ainsi, EDF ne s'est plus vu attribué, en 2013, de droits d'émissions. En 2012, le volume des droits alloués à EDF et enregistrés dans le registre national s'élevait à 22 millions de tonnes.

En 2013, EDF a restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012. En 2012, EDF avait restitué 14 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2011. Au 31 décembre 2013, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (16 millions de tonnes au 31 décembre 2012).

40.2 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de Certificats d'Économies d'Énergie. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. Dans ce cadre, EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF sera calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

➤ Note 41. Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant l'Etat ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2013	2012
Président-Directeur Général	743 946 ⁽²⁾	1 593 007 ⁽¹⁾
Administrateurs	200 000	200 000

(1) Ce montant inclut la part variable relative à l'exercice 2011 versée en 2012

(2) Ce montant inclut le solde de la part variable relative à l'exercice 2012, versé courant 2013, tenant compte des sommes déjà versées au cours de l'exercice 2012.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général.

➤ Note 42. Événements postérieurs à la clôture

42.1 Émissions obligataires « senior »

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier une émission obligataire de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

Ces émissions permettent à EDF d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

42.2 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement inauguré en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

42.3 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée

Le 29 janvier 2014, une rémunération de 223 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2013, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants :

- le changement de méthode comptable décrit dans les notes 1.1 et 1.19.1 relatif à l'application du règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables portant sur la comptabilisation des droits d'émission de gaz à effet de serre ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 29 de l'annexe. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3, 1.7 et 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité importante des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 2.2 et 19.1) ;
- aux modalités d'évaluation des titres de participations et immobilisés (notes 1.7.1 et 19) ;
- aux autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 28 et 37) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.16 et 30).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la Loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Société, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, plis dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur ; nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 12 février 2014

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Alain Pons

Patrick E. Suissa

E Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux	501
Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes, désignés organismes tiers indépendants, sur les informations sociales, environnementales et sociétales figurant dans le rapport de gestion	507
Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013	511
Périmètre de <i>reporting</i>	511
Précisions sur les données environnementales	511
Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée	511
Précisions sur les émissions dans l'air	511
Précisions sur les déchets conventionnels	511
Précisions sur les déchets nucléaires	512
Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables	512
Précisions sur les dépenses environnementales	512
Précisions sur les données sociales	512
Précision sur le calcul des effectifs et mouvements	512
Précision sur le calcul de l'absentéisme	513
Précision sur les indicateurs d'accidentologie	513
Précision sur les indicateurs de formation	513

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

Indicateurs économiques

	Unité	Périmètre ⁽¹⁾						
		2013	2012	2011	2013	2012	2011	Réf. GRI ⁽²⁾
Indicateurs économiques								
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	M€	22 150	20 979	19 843	2	2	2	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	M€	20 547	19 525	18 830	2	2	2	
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement	k€	8,1	6,9	0	1	1	1	
Management								
Dépenses de protection de l'environnement	M€	2 924	3 465	2 800	1	1	1	EN 30
<i>dont dotations aux provisions</i>		1 901	2 465	1 765				
Management de l'environnement (% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)	%	95 ⁽³⁾	98 ⁽³⁾	79	2	2	2	

(1) Périmètre 1 : EDF

Périmètre 2 : Groupe EDF.

(2) GRI : Global Reporting Initiative, version 3.

(3) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

Indicateurs environnementaux

	Unité	Périmètre ⁽¹⁾						Réf. GRI
		2013	2012	2011	2013	2012	2011	
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles								
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 205	1 096	1 205	1	1	1	EN 1
Charbon	kt	25 314	24 277	21 024	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	kt	885	1 098	1 170	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	kt	329	317	402	2	2	2	EN 1
Gaz naturel	10 ⁶ m ³	8 842	9 290	6 859	2	2	2	EN 1
Gaz industriel	10 ⁶ m ³	797	842	3 555	2	2	2	EN 1
Eau⁽²⁾ – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise								
Eau de refroidissement prélevée	10 ⁹ m ³	53,9	54,8	55,2	2	2	2	EN 8
<i>dont la part eau douce</i>	10 ⁹ m ³	18,3	28,0	26,8	2	2	2	EN 8
<i>dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)</i>	10 ⁹ m ³	8,4			2			
Eau de refroidissement restituée	10 ⁹ m ³	53,4	54,2	54,6	2	2	2	EN 21
<i>dont la part eau douce</i>	10 ⁹ m ³	18,0	27,5	26,3	2	2	2	EN 21
<i>dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)</i>	10 ⁹ m ³	8,4			2			
Air – émissions de gaz								
Émissions totales de CO ₂ * (inclut les installations non soumises à quotas)	Mt	80,6	79,8	70,5	2	2	2	EN 16
Émissions de SO ₂	kt	134,3	137,8	140,6	2	2	2	EN 20
Émissions de NO _x	kt	171,7	182,2	157,0	2	2	2	EN 20
Poussières	t	7 246	6 968	5 407	2	2	2	EN 20
Particules (PM ₁₀)	t	2 602	1 745	n. c.	1	1a	n. c.	G4 - EN 21
Mercuré	t	0,16	0,16	n. c.	1	1a	n. c.	G4 - EN 21
Émissions de CH ₄	kt éq. CO ₂	38,2	40,5	32,2	2	2	2	EN 16
Émissions de N ₂ O	kt éq. CO ₂	349,0	329,8	254,7	2	2	2	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF	kt éq. CO ₂	71,6	83,8	94,3	1	1	1	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF + ERDF	kt éq. CO ₂	78,9	93,3	102,8	1b	1b	1b	EN 16
Émissions de SF ₆ – Groupe	kt éq. CO ₂	95,2	109,8	n. c.	2	2	n. c.	EN 16
Déchets conventionnels⁽³⁾								
Déchets dangereux	t	68 443	64 598	60 956	2	2	2	EN 22
Déchets non dangereux	t	354 554	321 789	302 251	2	2	2	EN 22
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	294 378	253 412	251 908	2	2	2	EN 22
Cendres produites	kt	3 860	3 816	3 617	2	2	2	EN 22
Énergie								
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	17 198	15 583	11 032	2	2	2	EN 6
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire								
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,0	6,7	6,9	1	1	1	EN 3
Consommations internes, électricité	TWh	22,1	22,5	22,8	1	1	1	EN 3

(1) Périmètre 1 : EDF

Périmètre 1a : EDF France continentale

Périmètre 1b : EDF + ERDF

Périmètre 2 : Groupe EDF

(2) En 2011 et 2012, les eaux saumâtres (ou d'estuaires) sont incluses dans les eaux douces.

(3) Activités hydrocarbures d'Edison exclues en 2011 des indicateurs de déchets.

* Donnée 2013 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

n. c. : non communiqué.

Indicateurs nucléaires – EDF

	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau⁽¹⁾					
Carbone 14	GBq/réact.	n. d.	13,19	13,06	EN 21
Tritium	TBq/réact.	n. d.	20,47	18,07	EN 21
Rejets d'activité dans l'air⁽¹⁾					
Carbone 14	TBq/réact.	n. d.	0,18	0,17	EN 20
Tritium	TBq/réact.	n. d.	0,64	0,65	EN 20
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 099	1 075	1 199	EN 24
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (TFA)	t	1 110	2 528	634	EN 24
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte	m ³ /TWh	19,0	20,7	15,6	EN 24
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue	m ³ /TWh	0,86	0,88	0,87	EN 24

(1) Les données 2013 des rejets d'activité dans l'eau et dans l'air ne sont pas disponibles à la date de publication du document.

n. d. : non disponible.

Indicateurs nucléaires – EDF Energy

	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR (<i>Advanced Gas-cooled Reactor</i>)	TBq/réact.	150	135,7	124,5	EN 21
Tritium – réacteur PWR (<i>Pressurised Water Reactor</i>)	TBq/réact.	41	44	46	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,67	0,71	0,68	EN 20
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,20	0,30	0,30	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,59	0,68	0,80	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,80	0,80	0,70	EN 20
Combustible					
Uranium évacué	t	177	216	211	EN 24
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	655	698	608	EN 24
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	178	161	161	EN 24

Indicateurs nucléaires – Constellation Energy Nuclear Group

	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium	TBq/réact.	8,34	12,91	12	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14	TBq/réact.	0,37	0,33	0,34	EN 20
Tritium	TBq/réact.	1,16	1,38	1,40	EN 20
Combustible⁽¹⁾					
Combustible nucléaire livré	t	44	46	48	EN 24
Déchets nucléaires⁽¹⁾					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m ³	1 411	2 419	1 287	EN 24

(1) Données consolidées du pourcentage de participation de la filiale.

Indicateurs sociaux

Groupe EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2013 & répartition ⁽¹⁾					
EDF + ERDF	Nombre	109 754	107 333	103 954	LA 1
Total groupe EDF *	Nombre	158 467	159 740	156 168	LA 1
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans *	%	8	8		
Salariés de 25 à 35 ans *	%	25	23		
Salariés de 36 à 45 ans *	%	25	25		
Salariés de 46 à 55 ans *	%	32	34		
Salariés de 56 ans et plus *	%	10	10		
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)					
France	Nombre	129 492	129 328		
<i>dont Dalkia</i>	<i>Nombre</i>	<i>13 056</i>	<i>15 964</i>		
Royaume-Uni	Nombre	16 190	16 178		
Italie	Nombre	5 175	5 210		
Autres pays européens	Nombre	6 114	7 503		
Autres international	Nombre	1 496	1 521		
Nombre de cadres	Nombre	42 327	40 355	37 786	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	25,7	25,0	23,9	LA 13
Nombre de non-cadres	Nombre	116 140	119 385	118 382	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes *	Nombre	116 928	118 512	117 023	LA 13
Effectif femmes *	Nombre	41 539	41 228	39 145	LA 13
Hommes cadres	Nombre	31 468	30 286	28 753	LA 13
Femmes cadres	Nombre	10 859	10 069	9 033	LA 13
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	10 945	12 577	12 755	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	8 027	7 499	5 849	LA 2
Départs retraite/inactivité	Nombre	4 321	4 185	4 200	LA 2
Démissions ⁽²⁾	Nombre	1 768	2 355	2 761	LA 2
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	864	1 739	1 689	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	8 424	9 304	9 398	LA 2
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	7 494	7 400		
Salariés à temps partiel	Nombre	12 943	14 690	15 296	LA 1
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	8,8	9,0		
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels ⁽³⁾	Nombre	4	14	13	LA 7
Taux de fréquence		3,1	3,8	3,9	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	750	921	933	LA 7
Taux de gravité		0,16	0,16		

(1) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en « Autres arrivées » et « Autres départs ».

(2) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans « Autres départs », quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en « Autres départs ».

(3) Employés du Groupe, hors sous-traitants.

En 2013 comme en 2012 et 2011, CENG ne communique pas cette information pour des raisons de confidentialité.

En 2011, la valeur collectée par Edison ne prend pas en compte leur filiale Abu Qir intégrée en cours d'année 2009.

* Donnée 2013 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

Groupe EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	89	88	87	LA 4
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	8 636 882	7 631 618		
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation ⁽¹⁾	Nombre	134 910	131 311	118 930	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap ⁽²⁾	Nombre	4 645	4 519	4 601	LA 13

(1) En 2011 hors Estag.

(2) Cette donnée est déclarative chez EDF Energy.

En 2013 comme en 2012 et 2011, CENG ne communique pas cette information pour des raisons de confidentialité.

En 2011, la valeur collectée par Edison ne prend pas en compte leur filiale Abu Qir intégrée en cours d'année 2009.

EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2013 & répartition					
Statutaires (au 31/12/2013)	Nombre	66 561	64 838	63 002	LA 1
Non statutaires CDI	Nombre	434	433	409	LA 1
Non statutaires CDD	Nombre	4 094	3 851	3 773	LA 1
Total non statutaires	Nombre	4 528	4 284	4 182	LA 1
Effectif total	Nombre	71 088	69 122	67 184	LA 1
Nombre de cadres	Nombre	29 595	28 230	26 644	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	26,8	26,0	25,1	LA 13
Nombre de non-cadres	Nombre	41 493	40 892	40 540	LA 13
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	33 410	33 084	32 871	LA 13
Agents d'exécution	Nombre	8 084	7 808	7 669	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes	Nombre	48 991	47 852	46 938	LA 13
Effectif femmes	Nombre	22 097	21 270	20 246	LA 13
Hommes cadres	Nombre	21 650	20 884	19 944	LA 13
Femmes cadres	Nombre	7 945	7 346	6 700	LA 13
Embauches / départs					
Embauches	Nombre	4 433	4 452	4 021	LA 2
Intégration & réintégration	Nombre	249	261	251	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	3 598	3 194	2 818	LA 2
Départs retraite / inactivité	Nombre	2 134	2 061	1 990	LA 2
Démissions	Nombre	109	114	123	LA 2
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office	Nombre	16	6	14	LA 2
Décès	Nombre	81	82	89	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	3 725	3 709	3 285	LA 2
Heures supplémentaires					
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	2 847	2 831	2 791	

(1) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Main-d'œuvre extérieure					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires ⁽¹⁾	Nombre	n. d.	1 837	1 187	LA 1
Organisation du temps de travail					
Salariés à temps plein	Nombre	62 990	60 612	58 157	LA 1
Salariés à temps partiel	Nombre	8 098	8 510	9 027	LA 1
Salariés en service continu	Nombre	6 917	6 882	6 808	LA 1
Absentéisme					
Absentéisme	%	3,8	3,8	3,9	LA 7
Heures maternité & congés familiaux / durée effective du travail	%	0,8	0,7	0,7	LA 7
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité Sociale ⁽¹⁾		n. d.	13	11	
Accidents mortels	Nombre	0	6	8	LA 7
Taux de fréquence		2,7	3,4	3,7	LA 7
Taux de gravité		0,14	0,15	0,14	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	273	333	358	LA 7
Rémunérations – charges de personnel – intéressement					
Rémunérations mensuelles principales					
Cadres	euros	4 327	4 308	4 248	EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	euros	2 615	2 612	2 581	EC 1
Agents d'exécution	euros	1 870	1 877	1 874	EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 366	6 113	5 784	EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	euros	1 820	1 820	1 583	EC 1
Relations professionnelles					
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	8	8	11	HR 5
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽²⁾	%	93	94	94	LA 4
Formation					
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	62 074	58 899	55 905	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap	Nombre	1 946	1 842	1 698	LA 13
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	110	124	94	LA 13
Œuvres sociales					
Budget des comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	205	196	198	

(1) La donnée 2013 n'est pas disponible à la date du présent document.

(2) Les employés d'EDF ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du statut des Industries électriques et gazières.

n. d. : non disponible.

Le présent rapport porte sur les informations sociales, environnementales et sociétales figurant dans le rapport de gestion 2013 du groupe EDF approuvé par le Conseil d'administration du 12 février 2014. Ces informations (ci-après, les « Informations RSE ») sont reprises au chapitre 6.6.2 à 6.6.5, au chapitre 17 du présent document de référence, ainsi qu'en annexe E pour ce qui est de la synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et des éléments méthodologiques relatifs à ces données. Le chapitre 17 du document de référence comprend en outre un certain nombre de précisions ne figurant pas dans le rapport de gestion et ne faisant donc pas partie des Informations RSE visées dans le rapport des Commissaires aux comptes ci-dessous. Il s'agit notamment de la décomposition des effectifs par grande Direction d'EDF SA et du graphique présentant en section 17.1.1 la pyramide des âges d'EDF, ainsi que des précisions de la section 17.3 sur la politique de rémunération du groupe EDF et sur les dispositifs de protection sociale (y compris au titre du statut dont relèvent des agents des Industries électriques et gazières). Les parties 2.5.3 et 2.5.5 du rapport de gestion visées dans le rapport des Commissaires aux comptes sont reproduites dans la présente annexe E sous leur intitulé respectif.

Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes, désignés organismes tiers indépendants, sur les informations sociales, environnementales et sociétales figurant dans le rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes d'Électricité de France SA désignés organismes tiers indépendants, dont la recevabilité de la demande d'accréditation a été admise par le COFRAC, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales présentées dans le rapport de gestion (ci-après les « Informations RSE »), établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013 en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la Société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, conformément aux référentiels utilisés (les « Référentiels ») par la Société et disponibles sur demande au siège de la Société et dont un résumé figure dans le rapport de gestion dans la partie « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013 ».

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R. 225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE) ;

- d'exprimer, à la demande de la société, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe * dans le chapitre 2.5.3 du rapport de gestion ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE. Nos travaux ont été effectués entre octobre 2013 et février 2014.

Nous avons effectué les travaux décrits ci-après conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et, concernant l'avis motivé et l'attestation d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000¹.

Attestation de présence des Informations RSE

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des Directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la Société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R. 225-105 alinéa 3 du Code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la Société ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée au paragraphe 2.5.5 du rapport de gestion.

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion des Informations RSE requises.

1. ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical information.

Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené des entretiens que nous avons estimés nécessaires auprès d'une cinquantaine de personnes responsables de la préparation des Informations RSE au sein des Directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, auprès des responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité, leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue des tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard

des caractéristiques de la Société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE, recensées dans le tableau ci-dessous, que nous avons considérées les plus importantes :

- au niveau de l'entité consolidante, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et de Directions que nous avons sélectionnées¹ en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 63 % des effectifs et entre 14 % et 100 % des informations quantitatives environnementales.

Périmètre	Indicateurs sociaux	Niveau d'assurance	
Groupe EDF	Effectif au 31/12/2013 total groupe EDF	Raisonné	
	Répartition des salariés par âge		
	Effectif hommes, effectif femmes		
	Hommes cadres		Modérée
	Femmes cadres		
	Embauches		
	Autres arrivées		
	Départs retraite/inactivité		
	Démissions		
	Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office		
	Autres départs		
	Accidents mortels (employés)		
	Accidents mortels (sous-traitant)		
	Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)		
	Taux de fréquence		
	Taux de gravité		
	Absentéisme : Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)		
	Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation		
	Nombre d'heures de formation		
	Nombre d'employés en situation de handicap		

1. CENG : Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Ginna (US) et siège de CENG (US).

EDF Énergies Nouvelles : EDF ENR Photowatt (FR).

EDF Energy : Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Sizewell (UK), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Hinkley Point B (UK), centrale thermique de Cottam (UK), palier de consolidation de Nuclear Generation, centre RH de Crawley (UK) et siège d'EDF Energy.

EDF Polska : centrale thermique de Rybnik (PL) et siège d'EDF Polska (PL), centrale thermique ECW (PL).

EDF SA : centrale thermique de Cordemais (FR), centrale thermique de Blénod (FR), centrale thermique de Porcheville (FR), centrale thermique de La Maxe (FR) Centre Nucléaire de Production d'Électricité du Blayais (FR), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Paluel (FR), Centre Nucléaire de Production d'Électricité du Tricastin (FR), centrale en déconstruction de Creys-Malville (FR), ARRH Île-de-France (FR), ARRH Rhône-Alpes (FR), Unité de formation production-ingénierie UFPI (FR).

Edison : centrale thermique de Torviscosa (IT).

ERDF : URE Limousin (FR), URE Est IDF (FR), URE Provence (FR), Agence Ouest (FR), Agence Auvergne (FR).

FIGLEC : centrale thermique de Figlec (CN).

Fenice : centrale de Mirafiori (IT), siège de Fenice (IT).

TIRU : Cydel Perpignan (FR).

UTE Norte Fluminense : centrale thermique d'UTE Norte Fluminense (BR).

EDF Luminus : centrale de Ringvaart (BE), siège d'EDF Luminus (BE).

Dalkia international et Investissement.

Périmètre	Indicateurs environnementaux	Niveau d'assurance
Groupe EDF	Émissions totales de CO ₂ (inclut les installations non soumises à quotas)	Raisonnaable
	Energies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	Modérée
	Emissions de SO ₂	
	Eau de refroidissement prélevée, dont la part eau douce	
	Eau de refroidissement restituée, dont la part eau douce	
	Charbon	
	Déchets dangereux	
	Déchets non dangereux	
	Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	
	Emissions de SF ₆	
Emissions de NO _x		
EDF SA	Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte	Modérée
	Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue	
	Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction	
EDF Energy	Uranium évacué	Modérée
	Déchets radioactifs à faible activité évacués	
	Déchets radioactifs à moyenne activité générés	
CENG	Combustible nucléaire livré	Modérée
	Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	

Informations qualitatives

Thèmes sociaux	Les conditions de santé et de sécurité au travail
Thèmes environnementaux	Les moyens consacrés à la prévention des risques environnementaux et des pollutions
	L'adaptation aux conséquences du changement climatique Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité
Thèmes sociétaux	L'importance de la sous-traitance et la prise en compte dans les relations avec les fournisseurs et les sous-traitants de leur responsabilité sociale et environnementale
	Les actions engagées pour prévenir la corruption

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la Société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée. Une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système

d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

Attestation d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations RSE

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe *, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans le paragraphe 2 ci-dessus pour les informations RSE considérées les plus importantes, mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 63 % des effectifs et 51 % des informations environnementales identifiées par le signe *.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe *.

Conclusion

À notre avis, les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe * sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 12 février 2014

KPMG Audit

Département de KPMG S.A

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Associé

Jean-Louis Caulier

Associé

Alain Pons

Associé

Patrick E. Suissa

Associé

Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013

Périmètre de reporting

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* (indicateurs économiques, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF maison mère (EDF) et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs sociaux et environnementaux) ou proportionnelle (selon le pourcentage de détention). Les filiales mises en équivalence sont exclues du champ de collecte.

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* est défini sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impacts environnemental et social des activités des filiales.

Les données sociales et environnementales sont consolidées sur la base des règles de consolidation comptables et de critères de pertinence en termes de ressources humaines et d'impact environnemental.

Concernant les données environnementales, les critères de sélection sont :

- activités industrielles (production, distribution et hydrocarbures) significatives en termes d'impacts environnementaux ;
- entités acquises depuis plus d'un an ;
- entités encore présentes dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2013.

Concernant les données sociales, les critères de sélection sont :

- sociétés dont l'effectif physique est significatif en termes de ressources humaines (supérieur à 50) ;
- sociétés acquises depuis plus de six mois.

Par conséquent, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : Dalkia Investissement (France), Figlec (Chine), Sloe Centrale (Pays-Bas) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : CHAM (France), EDF Optimal Solutions (France), EDF Paliwa (Pologne).

Compte tenu de la complexité de la collecte, le périmètre de *reporting* peut varier selon les indicateurs ; ainsi, EDF Belgium et EDF Fenice ne sont pas encore en mesure de déployer le *reporting* environnemental à l'ensemble de leurs sites opérationnels ; l'impact estimé est non significatif, et des travaux sont en cours pour renforcer l'exhaustivité du *reporting* à moyen terme.

Les principaux changements de périmètre en 2013 sont :

- déconsolidation de SSE ;
- intégration des sociétés EDF Trading et EDF PEI dans le reporting environnemental ;
- intégration de Dalkia International sur l'ensemble de l'année 2013 (arrêt des comptes financiers au 28 octobre 2013).

Précisions sur les données environnementales

Les données comptables relatives aux provisions pour déconstruction et dernier cœur, ainsi que celles pour fin de cycle du combustible nucléaire sont des données consolidées Groupe issues de la comptabilité du Groupe.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer, en nappes phréatiques et peuvent comprendre également l'eau prélevée dans les réseaux de distribution et restituée dans les réseaux d'eaux usées. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Cet indicateur n'est pas collecté par Dalkia, Estag et certains sites d'EDF Fenice.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions de CO₂, SO₂, N₂O, NO_x et CH₄ des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards et couvrent toutes les phases de production d'électricité, y compris les phases de démarrage et d'arrêt de tranches. Les émissions de CO₂ et CH₄ des barrages ne sont pas incluses dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF₆ du Groupe sont calculées en priorité sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF₆ ou, à défaut, par un taux de fuite nominal annuel égal à 2 % du volume de SF₆ contenu dans les appareils.

Les filiales Meco, Estag et EDF Énergies Nouvelles ne collectent pas l'ensemble de leurs émissions atmosphériques. Ces exclusions sont potentiellement non significatives à l'échelle du Groupe, qui travaille à l'élargissement de son périmètre à court terme.

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Les données reportées n'intègrent pas :

- les déchets industriels conventionnels de Dalkia, Estag, EDF Énergies Nouvelles et de certains sites opérationnels d'EDF Fenice ;
- la part des quantités de déchets industriels conventionnels valorisés au sein des filiales polonaises et de la région Asie-Pacifique.

Les déchets des chantiers de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting*, lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

Ne sont en revanche pas pris en compte les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires. En cas de construction par exemple, les déchets de chantiers sont de façon générale sous la responsabilité du constructeur (emballages de transport, chutes de produits, pots de peintures...).

Concernant ERDF, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante. Les poteaux bois sont désormais inclus au *reporting*. Les poteaux béton sont exclus car l'organisation actuelle du *reporting* ne permet pas un suivi adéquat. De plus, la part des déchets valorisés d'ERDF est sous-estimée, du fait de la non-prise en compte systématique de la valorisation de la partie métallique, non polluée, de certains transformateurs. Un plan d'action est en cours pour renforcer l'exhaustivité de la collecte.

Précisions sur les déchets nucléaires

Concernant EDF

L'indicateur relatif aux « Déchets radioactifs de très faible activité (« TFA ») issus de la déconstruction » comprend :

- le tonnage réel des déchets expédiés directement au Centre de stockage TFA (« CSTFA ») ;
- le tonnage des déchets envoyés à l'unité de fusion de Centraco pondéré par un ratio estimé, calculé annuellement sur la base de retour d'expérience de SOCODEI sur plusieurs années, pour obtenir la part de déchets TFA expédiés en dernier lieu au CSTFA.

En 2013, comme en 2012 et 2011, l'ensemble des déchets TFA issus de la déconstruction a été expédié directement au CSTFA.

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte produits par les réacteurs en exploitation » ne tient pas compte des déchets de maintenance exceptionnelle (couvercles de cuve, générateurs de vapeur). Le volume de déchets calculé correspond au volume de déchets stockés sur le centre de l'Aube (après compactage des fûts, incinération et fusion). Le volume de déchets engendré par un reconditionnement de déchets produits et conditionnés au cours d'exercices antérieurs n'est pas comptabilisé.

Concernant l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis seront produits environ 10 ans après que les combustibles auront effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (« ANDRA ») ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande...) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de moyenne activité » d'*Existing Nuclear*, branche nucléaire d'EDF Energy, sont basées sur l'inventaire des déchets radioactifs du Royaume-Uni produit par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à moyenne activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final.

Les « Déchets radioactifs de faible activité » incluent les dessiccants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité, conformément à la réglementation en vigueur.

Concernant Constellation Energy Nuclear Group

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité » de Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), regroupe les déchets radioactifs autres que hautement radioactifs. Selon la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »), il est distingué aux États-Unis trois types de déchets ; sont classés en déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité respectivement les déchets de types A, B ou C en fonction de l'activité (A

étant la classe de déchets à activité la plus faible). Les données reportées par CENG sont les volumes de déchets conditionnés évacués des sites déclarés à la *Nuclear Regulatory Commission*.

La donnée « Combustible nucléaire livré » reportée par Constellation Energy Nuclear Group représente la quantité de combustible livrée sur les sites de production. Ces quantités, exprimées en grammes d'uranium, sont communiquées par les fournisseurs et déclarées à la *Nuclear Regulatory Commission*.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Les données de production d'électricité et de chaleur à partir d'énergies renouvelables de Dalkia International sont intégrées au chiffre consolidé depuis 2012. Les parts d'électricité et de chaleur produites à partir d'énergies renouvelables sont estimées au prorata des quantités d'électricité et de chaleur produites.

Précisions sur les dépenses environnementales

Les dépenses de protection de l'environnement sont des dépenses déclarées par les différentes entités d'EDF.

La définition retenue des dépenses de protection de l'environnement est issue de la recommandation du Conseil national de la comptabilité du 21 octobre 2003 (elle-même issue de la recommandation européenne du 30 mai 2001). Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que l'entreprise a occasionnés ou pourrait occasionner par ses activités, à l'environnement.

Ces coûts sont liés, entre autres :

- à l'élimination des déchets et aux efforts entrepris pour en limiter la quantité ;
- à la lutte contre la pollution des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines ;
- à la préservation de la qualité de l'air et du climat ;
- à la réduction des émissions sonores ;
- à la protection de la biodiversité et du paysage ;
- à la déconstruction de centrales.

L'évaluation porte sur des coûts hors taxes répartis sur trois postes principaux :

- les dépenses d'exploitation (y compris les études relevant de dépenses d'exploitation), hors les dépenses ayant précédemment fait l'objet d'une provision ;
- les dépenses d'investissement (y compris les études afférentes) ;
- les dotations aux provisions, y compris les charges d'actualisation.

Précisions sur les données sociales

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Précision sur le calcul des effectifs et mouvements

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et GDF Suez. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les variations de périmètre d'entités consolidées ne sont pas complètement prises en compte dans les entrées/sorties par des filiales du Groupe, ce qui est le principal motif d'écart entre l'effectif 2012 reporté et l'effectif recalculé à partir de l'effectif 2011 et des entrées/sorties.

Les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières sont considérés comme des transferts et non pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG).

Les mouvements entre ERDF et EDF sont comptabilisés dans « Autres arrivées » et « Autres départs ».

L'indicateur « Autres arrivées » publié en 2013 intègre les effectifs de filiales polonaises fusionnées en cours d'année, au sein d'EDF Polska.

Les tranches d'âge des salariés de Dalkia International diffèrent légèrement de celles du groupe EDF à savoir : « moins de 24 ans », « de 25 à 34 ans », de « 35 à 44 ans », de « 45 à 54 ans », « plus de 55 ans ». Elles ont donc donné lieu à une extrapolation.

Précision sur le calcul de l'absentéisme

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées, notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours d'absence par salarié présent au 31/12/2013 » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

Précision sur les indicateurs d'accidentologie

Pour EDF et ERDF, les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail sont extraites de l'outil SI RH (Sprint) ou par défaut du SI Sécurité (Ariane Web). En cas d'écart constaté entre le nombre d'accidents ou le nombre de jours d'arrêt de travail comptabilisé sous Sprint et sous Ariane Web, la règle retenue par le Groupe est de prendre en compte la donnée la plus pénalisante entre les deux systèmes.

Le taux de fréquence n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants.

Précision sur les indicateurs de formation

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* ne sont pas prises en compte.

Les données de formation des contrats de professionnalisation ne sont pas systématiquement prises en compte.

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.

F Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (*Green Bond*) émise par EDF en novembre 2013

Le 25 novembre 2013, EDF a procédé à l'émission d'une première obligation verte (*Green Bond*), de maturité 7,5 ans (avril 2021), pour un montant total de 1,4 milliard d'euros. EDF s'est engagé à publier annuellement un compte-rendu sur (i) les projets sélectionnés et financés par les fonds levés dans le cadre de cette émission et (ii) les montants totaux ainsi alloués.

Les engagements pris par EDF concernant l'allocation des fonds levés dans le cadre de cette émission obligatoire sont les suivants :

- les projets éligibles sont : (i) des nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilité définis par EDF et validés par Vigeo (voir ci-après « Critères d'éligibilité des projets validés par Vigeo ») et/ou (ii) des projets existants répondant aux critères d'éligibilité qui n'ont pas été initiés ou qui n'ont

pas fait l'objet d'un financement externe à la date de l'émission, et qui feraient l'objet d'un développement ou d'un investissement par EDF Énergies Nouvelles postérieurement à l'émission ;

- à réception par EDF, les fonds levés lors de l'émission sont investis et suivis dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des projets éligibles sélectionnés par EDF Énergies Nouvelles.

Les critères d'éligibilité, applicables aux phases de développement et construction des projets, sont décrits ci-après et figurent à la section 6 des conditions définitives de l'émission EMTN n° 19 – *Green Bond*, disponibles dans l'espace obligataire / Programme d'emprunts du site interne d'EDF (www.edf.com).

Les projets éligibles et sélectionnés, ayant reçu un financement au 31 décembre 2013 dans le cadre de l'émission *Green Bond* de novembre 2013, sont :

Projet	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service
Rivière du Moulin – phase 1/phase 2	Éolien terrestre, 150 MW/200 MW	Canada (Québec)	2014-2015
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 87 MW	France (Pyrénées-Orientales)	2015
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	2015
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	2014

Ces quatre projets sélectionnés répondent aux critères d'éligibilité présentés.

Le montant des fonds levés lors de l'émission a été investi sur un portefeuille dédié d'EDF, et le total des fonds alloués aux quatre projets éligibles sélectionnés ci-dessus au 31 décembre 2013 s'élève à 192 millions d'euros.

Ces fonds ont été alloués aux différentes sociétés de projets portant les projets éligibles et sont destinés exclusivement au financement des coûts de construction et/ou de développement des projets éligibles.

Critères d'éligibilité des projets validés par Vigeo

1. Évaluation des pays d'implantation de projets en matière de droits civiques et de gouvernance

EDF Énergies Nouvelles fixe le *scoring* minimum, issu de la méthodologie d'évaluation *Country Rating* de Vigeo¹, à atteindre par les pays éligibles à l'accueil de projets financés par les fonds levés lors de l'émission obligatoire responsable. Ce *scoring* repose sur les indicateurs suivants :

Critères	Indicateurs/éléments probants
Respect, protection et promotion des libertés et des Droits de l'Homme	Intégration, signature ou ratification des conventions relatives (i) aux droits de l'Homme, et (ii) aux droits du travail
Démocratie des institutions	Indicateurs de résultats sur : stabilité et liberté politique ; prévention de la corruption ; liberté de la presse ; indépendance du système judiciaire ; sécurité juridique

1. Dernière mise à jour établie le 1^{er} juillet 2013. Validité 6 mois. Dans le domaine des droits de l'homme, le *scoring* Vigeo peut être complété par des indicateurs de résultats relatifs aux droits de l'homme et aux droits du travail.

2. Maîtriser les impacts environnementaux du projet

Critères	Indicateurs/éléments probants
Une étude d'impacts est effectuée ? (= effets sur l'environnement et mesures identifiés)	Étude d'impacts existante
Un suivi du Cahier des charges environnemental du projet est prévu en phase de construction ?	Production d'un <i>reporting</i> interne ou signature d'un contrat de prestation externe suivi environnemental
Un référent Environnement désigné pour chaque projet est exigé ?	Nom/fonction du référent Environnement de chaque projet
Les contrats devront respecter les prescriptions du Cahier des charges environnemental du projet pour la partie qui leur incombe ?	Déclinaison appropriée du Cahier des charges dans les contrats

2. Protéger la santé et la sécurité de tous les intervenants

Critères	Indicateurs/éléments probants
Un coordinateur Santé Protection Sécurité ou équivalent est prévu sur le chantier ?	Nom et fonction du coordinateur de chaque chantier du projet
Des Plans de prévention sont prévus systématiquement avec les intervenants sur chantier ?	Plan de prévention entreprise intervenant sur le chantier

4. Promouvoir des relations fournisseurs responsables

Critères	Indicateurs/éléments probants
La Charte développement durable fournisseurs et sous-traitants d'EDF EN est signée par chaque entreprise pour assurer sa prise de connaissance ?	Intégration dans leur contrat ou, à défaut, signature de la Charte par les entreprises mandataires
La gestion du projet par EDF EN est conforme aux principes de la Charte éthique du Groupe EDF ?	Existence de « non-conformité » (droits humains, corruption, conflits d'intérêts, actions politiques, etc.)
Une vérification des bonnes pratiques et risques en matière de réputation et une recherche des controverses ont été effectuées sur les partenaires financiers en amont ?	Preuves juridiques, légales et/ou bancaires sur les pratiques, notamment sociales, du (des) partenaire(s) financier(s) (Direction du Contrôle des risques EDF)
La traçabilité de l'emploi des fonds jusqu'aux bénéficiaires est garantie ?	Chiffres € sur emploi des fonds/bénéficiaire
Des règles en matière d'avantages et cadeaux aux personnels EDF EN sont définies en amont ?	Politique relative aux cadeaux et invitations applicable
Une clause de confidentialité engageant Entreprise et EDF EN est intégrée dans le contrat ?	Engagement clause confidentialité
La consultation des fournisseurs est systématique pour chaque achat, sauf cas justifié de gré à gré ?	Traçabilité du <i>process</i> achat sur le projet
Les décisions d'attribution des contrats sont formalisées sur la base de critères objectifs et identiques pour tous, en vue d'assurer l'égalité de traitement ? (cf. Politique achats Groupe EDF EN)	Traçabilité du processus de décision d'attribution

5. Assurer la concertation avec les acteurs du territoire

Critères	Indicateurs/éléments probants
Un dispositif de concertation des parties prenantes externes est déployé dès la phase de conception du projet ?	Liste des actions de concertation/consultation conduites Exemples : nombre de réunions publiques, bulletins d'information, etc.
Un dispositif d'information des parties prenantes, au minimum des mitoyens de la zone et usagers du site, est prévu sur toute la durée du chantier ?	Actions menées

Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'EDF SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2013, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire *Green Bond* du 25 novembre 2013

Au Président-Directeur Général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA (la « **Société** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2013, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire *Green Bond* du 25 novembre 2013 (l'« **Émission** »), d'un montant de 1 400 000 000 euros, figurant dans le document ci-joint, intitulé « *Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte Green Bond émise par EDF en novembre 2013* », et établi conformément aux termes et conditions du contrat d'émission du 25 novembre 2013 (le « **Contrat d'Émission** »).

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles au cours de la période allant de la date de réception des fonds au titre de l'Émission, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2013, d'un montant de 192 millions d'euros.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des projets éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans le Contrat d'Émission (les « **Projets Éligibles** ») ;
- sur le suivi des fonds issus de l'Émission, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2013 dans le cadre de l'Émission, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe du Contrat d'Émission et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Contrat d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 12 février 2014.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 12 février 2014.

Notre intervention, qui ne constitue ni un audit ni un examen limité, a été effectuée selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nos travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe du Contrat d'Émission ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors de l'Émission et leur allocation exclusive à des Projets Éligibles ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans le Contrat d'Émission ;
- sur le suivi des fonds issus de l'Émission, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2013 dans le cadre de l'Émission avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 3 mars 2014
L'un des Commissaires aux comptes
Deloitte & Associés



Alain Pons
Associé



Patrick E. Suissa
Associé

G Table de concordance - Rapport financier annuel

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2013 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document de référence identifié dans le tableau ci-dessous :

	Sections du document de référence
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 1.2
Comptes annuels d'EDF	Annexe D
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.1
	Chapitre 9 (activité du Groupe)
	Chapitre 4 (risques)
	Section 21.1.4 (autorisations financières)
	Chapitres 18 et 21 (informations relatives à la structure et à la composition du capital, à l'exercice des droits de vote)
	Chapitres 14 et 16 (Conseil d'administration et gouvernement d'entreprise)
	Chapitre 15 (rémunérations)
	Section 21.1.3 (programme de rachat d'actions)
Éléments du rapport de gestion	Section 6.6, chapitre 17 et annexe E (informations sociales, environnementales et sociétales - RSE)
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Annexe D
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe d'EDF	Section 20.2

Relations investisseurs

Carine de Boissezon
Directrice Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet

<http://www.edf.com>
<http://finance.edf.com>



Société anonyme
au capital de 930 004 234 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris