GROUPE EDF

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2010

EDF

Société anonyme
Au capital de 924 433 331 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF
Document de référence 2010

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers (« l'AMF ») le 18 avril 2011, 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 2009 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 240 à 368) et 20.2 (pages 369 et 370) du document de référence 2009 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 237 à 343) et 20.2 (pages 344 et 345) du document de référence 2008 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos au 31 décembre 2009 figurant au chapitre 9 (pages 152 à 193) du document de référence 2009 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'Autorité des marchés financiers (http://www.amf-france.org).

Sommaire

1 Personnes responsables 7

1.1 Responsable du document de référence 8

1.2 Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel 8

2 Contrôleurs légaux des comptes 9

2.1 Commissaires aux comptes titulaires 10

2.2 Commissaires aux comptes suppléants 10

3 Informations financières sélectionnées 11

4 Facteurs de risque 13

4.1 Facteurs de risque 14

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF 29

4.3 Facteurs de dépendance 37

5 Informations concernant l'émetteur 39

5.1 Histoire et évolution de la Société 40

5.2 Investissements 41

6 Aperçu des activités 43

6.1 Stratégie 45

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France 49

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international 93

6.4 Autres activités et fonctions transverses 126

6.5 Environnement législatif et réglementaire 140

7 Organigramme 158

8 Propriétés immobilières, usines et équipements 161

8.1 Actifs immobiliers tertiaires 162

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 162

8.3 Prêts d'accession à la propriété 162

9 Examen de la situation financière et du résultat 163

9.1 Chiffres clés 165

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice 167

9.3 Introduction à l'analyse des résultats 2010 177

9.4 Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements 177

9.5 Segmentation de l'information financière 177

9.6 Analyse du compte de résultat consolidé pour 2010 et 2009 178

9.7 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation 184

9.8 Flux de trésorerie et endettement financier net 191

9.9 Gestion et contrôle des risques marchés 196

10 Trésorerie et capitaux 207

11 Recherche et développement, brevets et licences 209

11.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 210

11.2 Les priorités de la R&D 211

11.3 L'international et les partenariats 213

11.4 Politique de propriété intellectuelle 213

12 Informations sur les tendances 215

12.1 Événements postérieurs à la clôture 216

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2011 216

12.3 Mise en place et impact de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) 217

12.4 Incidence potentielle pour le groupe EDF de l'accident nucléaire au Japon 217

13 Perspectives financières 219

14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale 221

14.1 Conseil d'administration 222

14.2 Comite exécutif 231

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale 233

15 Rémunération et avantages 235

15.1 Rémunération des mandataires sociaux 236

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages 238

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites 238

16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction 239

16.1 Code de gouvernement d'entreprise 240

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 240

16.3 Organes créés par la Direction Générale 246
16.4 Démarche éthique 246
16.5 Charte de déontologie boursière 247
16.6 Rapport du président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce 247

17 Salariés-ressources humaines 249
17.1 Développement des compétences 250
17.2 Égalité des chances 252
17.3 Santé et sécurité – Qualité de vie au travail 253
17.4 Sous-traitance 254
17.5 Politique de rémunération globale 254
17.6 Politique sociale 256
17.7 Participation des mandataires sociaux dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF 259

18 Principaux actionnaires 261
18.1 Répartition du capital et des droits de vote 262
18.2 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 262

19 Opérations avec des apparentés 263
19.1 Relations avec l'État 264
19.2 Relations avec GDF Suez 265
19.3 Relations avec le groupe AREVA 265
19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation 265

20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur 267
20.1 Informations financières historiques 269
20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010 384
20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes 386
20.4 Politique de distribution de dividendes 387
20.5 Procédures judiciaires et arbitrages 388
20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 395

21 Informations complémentaires 397
21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société 398
21.2 Dispositions statutaires 403

22 Contrats importants 407

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts 409

24 Documents accessibles au public 411

25 Informations sur les participations 413

Glossaire 415

Annexe A
Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 423

Annexe 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 de la Société Electricité de France SA 441

Annexe C
Informations rendues publiques par le groupe EDF durant les douze derniers mois (document annuel établi en application de l'article 222-7 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers) 443

Annexe D
Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 449

Annexe E
Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes 453

Annexe F
Table de concordance Rapport financier annuel 511

Annexe G
Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 513

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 risques 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. 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.

1 PERSONNES RESPONSABLES

1.1 Responsable du document de référence 8

1.2 Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel 8

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'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 384 et 385 du document, qui contient des observations.

Henri PROGLIO

Président-Directeur Général d'EDF

2 CONTRÔLEURS LÉGAUX DES COMPTES

2.1 Commissaires aux comptes titulaires 10
2.2 Commissaires aux comptes suppléants 10

2.1 Commissaires aux comptes titulaires

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

KPMG SA,
Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense Cedex, représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été 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.

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

Il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 de renouveler les mandats de Commissaires aux comptes titulaires de Deloitte et Associés et KPMG SA 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.

2.2 Commissaires aux comptes suppléants

BEAS,
7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis, rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Les Commissaires aux comptes suppléants ont été 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.

Il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 de renouveler le mandat de BEAS et de nommer la société KPMG Audit IS, Immeuble Le Palatin, 3 cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense Cedex, enregistrée auprès de la Compagnie des Commissaires aux comptes de Versailles, en remplacement de la SCP Jean-Claude André, en qualité de Commissaires aux comptes suppléants, 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.

3 INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES

Préambule

En application du règlement (CE) n° 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 2010, sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2010. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Informations financières clés

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous sont extraites des comptes consolidés du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 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 ») du présent document de référence 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

(en millions d'euros)	**2010**	2009 (1)	2009 (2)
Chiffre d'affaires	65 165	59 140	66 336
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 623	15 929	17 466
Résultat d'exploitation	6 240	9 306	10 107
Résultat avant impôts des sociétés intégrées (3)	1 814	5 102	5 582
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**1 020**	**3 902**	**3 905**

(1) Les données publiées en 2010 au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients », IFRIC 12 « Accords de concession de services », de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et du changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

(2) Données publiées en 2009 au titre de l'exercice 2009.

(3) Le résultat avant impôt des sociétés intégrées correspond au résultat net du groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des entreprises associées, du résultat net des activités en cours de cession et du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	**31/12/2010**	31/12/2009 (1)	31/12/2009 (2)
Actif non courant	158 744	178 556	180 435
Actif courant	63 670	60 214	60 214
Actifs détenus en vue de leur vente	18 145	1 265	1 265
TOTAL DE L'ACTIF	**240 559**	**240 035**	**241 914**
Capitaux propres – part du Groupe	31 317	29 891	27 952
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 586	4 776	4 773
Provisions non courantes	49 465	52 134	52 134
Autres passifs non courants	91 666	95 646	98 016
Passif courant	49 651	57 177	58 628
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	12 874	411	411
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**240 559**	**240 035**	**241 914**

(1) Les données publiées en 2010 au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12.

(2) Données publiées en 2009 au titre de l'exercice 2009.

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2010	2009 (1)	2009 (2)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 110	11 213	12 374
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(14 927)	(25 234)	(24 944)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	1 948	15 567	13 910
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	357	(206)	-
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(1 512)**	**1 340**	**1 340**

(1) Les données publiées en 2010 au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18, IFRIC 12, et des normes IFRS 5 et IAS 27 amendée « États financiers consolidés et individuels ».

(2) Données publiées en 2009 au titre de l'exercice 2009.

Informations relatives à l'endettement financier

La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE EDF Transport, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Emprunts et dettes financières	47 777	53 868
Dérivés de couvertures des dettes	49	373
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 829)	(6 982)
Actifs liquides	(9 285)	(4 735)
Prêts à RTE EDF Transport	(1 914)	-
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	2 591	(28)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**34 389**	**42 496**

4 FACTEURS DE RISQUE

4.1 Facteurs de risque 14

4.1.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie 14

4.1.2 Risques liés aux activités du Groupe 15

4.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 20

4.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe 25

4.1.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions 28

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF 29

4.2.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe 29

4.2.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques 29

4.2.1.2 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies 30

4.2.1.3 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers 30

4.2.1.4 Gestion et contrôle du risque de contrepartie 31

4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux 32

4.2.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire 32

4.2.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique 33

4.2.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe 33

4.2.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe 34

4.2.3 Assurances 34

4.2.3.1 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) 34

4.2.3.2 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux 35

4.2.3.3 Assurance dommages (hors biens nucléaires) 35

4.2.3.4 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires 35

4.2.4 Gestion des crises 36

4.2.5 Éthique et vigilance 36

4.3 Facteurs de dépendance 37

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 et/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 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 prenante 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 1er 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 a mis en œuvre des mesures visant à affronter la concurrence, mais la modification du paysage concurrentiel (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, 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 profitabilité.

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.

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.

Par exemple, au Royaume-Uni, le régime légal concernant l'accès des producteurs d'électricité au principal réseau britannique de transport et de transmission a été modifié en août 2010. Le régulateur anglais (Ofgem) examine actuellement un projet de révision des tarifs d'accès aux réseaux (électricité et gaz) qui pourrait entraîner des coûts plus élevés pour les unités de production existantes et impacter également la rentabilité de toutes nouvelles centrales. Les recommandations de l'Ofgem sont attendues pour l'été 2011.

Risques liés à l'importance du positionnement du Groupe sur le marché français de l'électricité.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché, 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 par RTE EDF Transport (« RTE ») et par ERDF respectivement, 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.

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 6.5.1.1 (« Législation européenne » – « Enquêtes relatives au secteur de l'énergie ») 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.

En France, par exemple, une des dispositions de la loi NOME promulguée le 7 décembre 2010 prévoit à titre transitoire, jusqu'à fin 2025, un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour les opérateurs fournissant des clients finals ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, résidant sur le territoire métropolitain national (voir la section 6.5 (« *Environnement législatif et réglementaire* »). L'impact de cette réforme est difficile à estimer et peut être significatif pour EDF.

Des 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 leurs propres 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 pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments importants de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs de transport et de distribution.

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 aux mêmes types 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 hydrauliques, bien qu'il n'en soit pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements ainsi que les risques liés à des catastrophes naturelles ou à des agressions ou actes de malveillance de toute nature. Le Groupe prend, lors de la construction des ouvrages hydroélectriques, et au cours de leur exploitation, les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)) en collaboration avec les pouvoirs publics. Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels événements ne se produiront jamais ou que les mesures prises seront dans tous les cas pleinement efficaces, en particulier pour faire face à des événements externes (crues, imprudences, catastrophes naturelles ou actes de malveillance de tiers).

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, au risque d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met aussi en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront 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, de nombreuses instances sanitaires internationales (dont l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS), le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'institut américain pour la santé et l'environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB)) considèrent, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Depuis 2002, le CIRC a classé les champs électromagnétiques basse fréquence au niveau 2B (cancérigène possible) sur son échelle de preuves scientifiques. D'autre part, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles. RTE EDF Transport 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 se situent à proximité de 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 les plus fréquemment posées sur le sujet. 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. Au niveau communautaire comme au niveau français, de nouvelles réglementations visant notamment à appréhender les risques liés aux CEM sont en cours d'élaboration. Ainsi, en France, la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 prévoit que les personnes chargées du transport de l'énergie électrique devront réaliser un contrôle régulier des champs électromagnétiques induits par les lignes de transport d'électricité. Le résultat de ces mesures sera transmis annuellement à l'Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail qui les rendra publiques. Cette mesure sera opérationnelle lorsque le décret du 29 juillet 1927 régissant l'approbation du projet d'exécution des lignes de transport aura été modifié pour préciser les modalités du contrôle des CEM pour les ouvrages nouveaux et existants (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »)). Tout ceci pourrait exposer le groupe EDF à des risques de contentieux plus nombreux ou conduire à l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution.

Enfin, 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 »), etc.). En particulier, dans certaines

installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que 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 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 à la fois 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'avéreront 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 survenu au Japon en mars 2011, pourraient notamment avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et 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 potentiellement 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 d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par arrêté conjoint du Ministre de l'Économie et du Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition ou après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») (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, et notamment l'Italie, la Chine, la Belgique, la Hongrie et la Slovaquie.

Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés. Par exemple, les dispositions de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)) ont prévu notamment la mise en place du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché ou TaRTAM pour les clients finals qui en ont fait la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1er juillet 2007 (voir section 6.2.1.2.1.5 (« Les contrats au TaRTAM »)). L'échéance de ce dispositif, qui avait été repoussée du 30 juin 2010 au 31 décembre 2010, est reportée jusqu'à la mise en place effective du dispositif de l'ARENH résultant de la loi NOME, sans changement des autres dispositions encadrant aujourd'hui le TaRTAM. La loi NOME prévoit pour les fournisseurs concurrents d'EDF un accès à l'ARENH à un prix initial fixé en cohérence avec le TaRTAM. L'évolution ultérieure du prix de l'ARENH sera arrêtée par les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La loi NOME prévoit également que les moyennes et les grandes entreprises ne pourront plus bénéficier des tarifs réglementés de vente à compter du 1er janvier 2016, tandis que les particuliers et les professionnels pourront continuer à y prétendre. La réversibilité entre les offres de marché et les tarifs est possible sans limite de durée pour les particuliers et les professionnels et jusqu'au 31 décembre 2015 pour les moyennes et grandes entreprises.

Le Groupe ne peut ni garantir que les dispositions légales et réglementaires relatives à cette réversibilité ne se prolongeront pas au-delà de ce qui est actuellement prévu, ni qu'il n'y aura pas d'autres dispositifs tarifaires mis en place à leur échéance. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long terme 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 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

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/ou 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.

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 ; par ailleurs, certaines activités font l'objet d'une fiscalité particulière.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau 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. 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). 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 profitabilité 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 ou son développement.

Par ailleurs, certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire, thermique et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir, ce qui aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution 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 en général 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 6.2.2.2.4 (« Concessions »)). 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. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)).

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 EDF Transport ») et section 6.5.2.2 (« Législation française »)).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. Le renouvellement à l'échéance de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). En outre, 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. La loi de finances rectificative pour 2006 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.

Par ailleurs, l'État a annoncé en avril 2010 le périmètre des concessions qui seront renouvelées d'ici 2015, confirmant ainsi le principe retenu d'anticiper le terme de certaines concessions, afin d'opérer des regroupements par vallée (voir section 6.2.1.1.4.4 (« les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Les concessions dont le terme est anticipé par l'État doivent faire l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, qui résulte 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 en partie aux départements 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 mise en concurrence.

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, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). Un non-respect de ces réglementations pourrait impliquer des coûts supplémentaires et/ou 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 6.5.4.5 (« 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 envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

En outre, 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.

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 *black-out*), 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 efficients 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 (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.

Des coupures de courant répétées et/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 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 sur le 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.

En France, la tempête Klaus qui a traversé le sud-ouest de la France le 24 janvier 2009, et la tempête Xynthia de fin février 2010, ont entraîné des dépenses supplémentaires pour le groupe EDF. Outre ces événements, d'autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), d'autres 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 de ces événements, met en œuvre les mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Une adaptation du programme de sécurisation à la suite des tempêtes de 1999 a été réalisée en 2009, après la tempête Klaus. En réponse à la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations (tel que cela fut le cas pour la canicule de l'été 2006).

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

ERDF a conclu en décembre 2010 un contrat d'une durée d'un an couvrant son réseau aérien de distribution contre les conséquences d'événements

exceptionnels de type tempête (voir section 4.2.3.3.3 (« Couverture tempêtes »)). Les réseaux de distribution aériens de RTE EDF Transport et des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient 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 de couverture d'assurance ou de couverture insuffisante. 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.

Enfin, dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré, et testé, en 2006 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. En novembre 2008, ce plan a fait l'objet d'un deuxième exercice de crise avec la participation notamment de la Direction Asie Pacifique d'EDF et d'EDF Energy. Les organisations telles que décrites dans le plan ont été activées entre mai 2009 et février 2010 pour faire face à l'épidémie H1N1 qui a touché la quasi-totalité des pays d'implantation du Groupe. Les dispositions prévues dans le plan Pandémie du Groupe, initialement définies dans le cadre d'une épidémie de type H5N1, ont été adaptées au contexte de l'épidémie H1N1.

Le Groupe ne peut toutefois 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 des conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

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 : par exemple, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs contraignant la production du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des variations climatiques significatives car 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 sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture.

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.

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique, tel que celui observé depuis octobre 2008, dans les zones géographiques où il opère n'auront pas un 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.

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard d'éventuels normalisations et standards ultérieurs, 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.

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

Bien que le Groupe mette en œuvre 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 17.3 (« Santé et sécurité – Qualité de vie au travail »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des permis d'émission de CO_2.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de distribution. 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 permis d'émissions de CO_2. Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel de tensions majeures et de volatilité sur les marchés de l'énergie.

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 produits ou de profondeur 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. Ces fluctuations peuvent avoir un impact défavorable important.

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 négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles) 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, si certains fournisseurs étaient, de ce fait, obligés de réduire leur marge. 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 :

- 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, 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. Ce dispositif pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités du fait de la forte volatilité actuelle sur les marchés financiers et énergies (voir section 4.2.1.3.3 (« Risque de liquidité »)) ;
- Risque de change : du fait de la diversification de ses activités et 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 fonds propres et les résultats financiers (voir section 4.2.1.3.4 (« Risque de change »)) ;
- Risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement (i) dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, (ii) dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et, dans une moindre mesure, (iii) dans le cadre de ses actifs de trésorerie, et (iv) en participation directe (voir section 4.2.1.3.5 (« Risque actions »)) ;
- 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 lié en particulier 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 9.9.1 (« 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 d'actions comme celles enregistrées en 2008.

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) notamment en cas de difficultés financières ponctuelles de celles-ci ou d'ouverture de procédures collectives les concernant. La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions sur le coût de projets menés par le Groupe, la qualité des travaux, les délai 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, et à des surcoûts importants, notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées et/ou payer des pénalités contractuelles, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

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 écrites à la section 4.2.1.4 (« Gestion et contrôle du risque de contrepartie »).

4.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial [1]. L'électricité nucléaire représente environ 87 % de sa production en France. EDF exploite depuis 2009 des actifs nucléaires au Royaume-Uni et aux États-Unis (au travers de CENG) : 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 au Royaume-Uni, aux États-Unis, en Chine et potentiellement en Italie. 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. 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 dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le 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

1. *Source : Nuclear Power Reactors in the World, International Atomic Energy Agency, édition 2010.*

production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, 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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et 4.2.3.4 (« 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 causant un 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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)), prévoient un relèvement de ces plafonds. L'entrée en vigueur de ces protocoles modificatifs pourrait avoir un impact significatif sur le coût de l'assurance que la Société n'est pas aujourd'hui en mesure d'estimer 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 un programme d'assurance (voir section 4.2.3.4.2 (« 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 récents tels que l'accident nucléaire survenu au Japon à la suite du séisme et du tsunami qui ont ravagé le nord de ce pays le 11 mars 2011.

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 tsumami qui ont ravagé le nord de ce 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). 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 autorisations d'exploitation, qui relèvent au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « Paquet nucléaire » et de la loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur 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 restreint d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint 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 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 les 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, accroissement de la demande dans un contexte de développement du nucléaire dans le monde, ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou à un événement intérieur ou extérieur 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 d'assemblage. Les contrats actuels auprès de ces fournisseurs permettent un approvisionnement en combustible et en services de conversion, d'enrichissement et d'assemblage pour les années à venir, 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 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.

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

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.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou modifications lourdes et/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 dans l'achat des équipements et l'ingénierie, 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. Le Groupe traite actuellement certains problèmes techniques affectant son parc de centrales nucléaires, qui ont un effet sur le coefficient de disponibilité (Kd) du parc (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 à nouveau confronté à d'autres 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.

Le Groupe exploite également des centrales nucléaires ailleurs en Europe, notamment au Royaume-Uni, et aux États-Unis et il 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.

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.

De tels événements auraient un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée d'exploitation au moins égale à celle retenue pour le calcul notamment des dotations aux amortissements et provisions.

Dans le cadre des études associées aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (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 sera complétée ultérieurement par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale. Un premier réacteur (Tricastin 1) a obtenu en 2010 une position favorable de l'ASN pour son fonctionnement 10 années supplémentaires jusqu'à la quatrième Visite Décennale. Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

En France, une exploitation sur 40 ans est néanmoins l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire en France (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché et il conviendrait de revoir le plan d'amortissement et de provisionnement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées, ce qui aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 30 et 40 ans en fonction des centrales (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire existant »)). 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. Les durées actuelles d'exploitation ont néanmoins été retenues comme hypothèses par EDF Energy pour le calcul des incidences comptables (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.) liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire au Royaume Uni (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire existant »)).

Aux États-Unis, une durée d'exploitation de 60 ans [1] a été accordée par l'autorité de sûreté nucléaire américaine (« NRC ») pour toutes les centrales nucléaires de CENG (dont les mises en service se sont échelonnées entre 1970 et 1988 (voir section 6.3.4.6.2 (« Constellation Energy Nuclear Group (CENG) » – « Activité de CENG (production et exploitation d'éléctricite nucléaire) »)), 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, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations, que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur cette durée.

Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines centrales avant la fin de la durée comptable d'exploitation des centrales, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il serait également nécessaire de revoir le plan d'amortissement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

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.

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. En 2009, EDF a transmis à l'ASN les améliorations de sûreté qu'elle envisageait pour un fonctionnement du parc au-delà de 40 ans. Les investissements correspondants s'étalent sur une vingtaine d'années à partir de cette décennie. L'ASN prévoit de prendre position sur ces modifications début 2012, sur la base de leur examen en octobre et novembre 2011 par le Groupe Permanent d'Experts composé d'experts *intuitu personae* mandatés par l'ASN.

Au Royaume-Uni, EDF Energy cherche également à étendre la durée d'exploitation de son parc nucléaire au-delà de la période déclarée et a déjà annoncé et pris en compte l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire existant »)).

Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra de telles extensions. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières, notamment en termes d'investissements, 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.

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.

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 de l'EPR. 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 des EPR et leur mise en service ou affecter leurs performances. En outre, le coût global de construction et le coût complet de production des réacteurs EPR pourraient être supérieurs aux estimations d'EDF, notamment du fait de l'augmentation du prix des matières premières, de l'évolution des taux de change, de l'effet des indices de prix prévus dans les contrats, des évolutions techniques et réglementaires et des ajustements de provisions pour risques. À fin juin 2010, le coût du projet a d'ailleurs fait l'objet d'une ré-estimation à 5 milliards d'euros, cohérente avec le nouvel objectif de première production commercialisable désormais fixé à 2014.

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour l'avenir 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.

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 et 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 les enjeux associés »). En France, en tant qu'exploitant et producteur des 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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois du 30 décembre 1991 et du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les 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 résultent pour EDF.

Au Royaume-Uni, British Energy a conclu des accords avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issues des centrales

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

nucléaires qu'elle exploite (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire Existant – Accords de Restructuration – coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au Gouvernement britannique. Néanmoins, British Energy conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et l'élimination des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

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 a été contraint d'entreprendre des actions supplémentaires et de supporter les frais afférents à l'installation de structures de stockages sur site, permettant l'exploitation de ses centrales jusqu'à la mise à disposition du stockage fédéral. Les sommes qui seront remboursées par le DoE jusqu'à la réalisation de l'opération avec EDF seront perçues par CEG. CENG recevra les remboursements ultérieurs (voir section 6.3.4.6.2 (« 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.

Voir le projet de directive relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs du 3 novembre 2010 à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

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 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010) 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 couvre la période 2008-2012. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2012 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 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010 et section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Si la loi n° 2006-739 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.

Aux États-Unis, CENG a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme dans le nucléaire.

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 coûteuses 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 de déconstruction et pour 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. 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 de restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes de British Energy seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le Gouvernement britannique (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire Existant – Accords de Restructuration – coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »)).

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 2010, à 15,8 milliards d'euros pour EDF contre 11,4 milliards d'euros au 31 décembre 2009 (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Ces actifs sont constitués progressivement,

sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier. Dans ce cadre, EDF a affecté au 31 décembre 2010 50% des titres de sa filiale RTE EDF Transport à ce portefeuille.

Sous réserve de la satisfaction de différents critères, dont un relatif au niveau de couverture au 29 juin 2011 des provisions constituées, la loi NOME [1] permet un report dérogatoire de 5 ans (du 29 juin 2011 au 29 juin 2016) de la date butoir à laquelle le portefeuille d'actifs dédiés devra couvrir la totalité des engagements nucléaires de long terme en application de la loi du 28 juin 2006 (voir sections 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

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 9.9.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs.

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 jusqu'en 2083. 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 à 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 (en Chine, au Royaume-Uni et, avec un calendrier sans doute plus éloigné, aux États-Unis et en Italie). 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 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.

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. 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...). 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'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones et les sources d'approvisionnement sont 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 (*via* ses contrats 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

1. *Article 20 modifié de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006.*

escomptées. Un 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'écoefficacité 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 fort potentiel de développement. 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, 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.

Risques liés aux acquisitions et cessions.

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.

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 ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses et/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 les 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 hors de France. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

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

L'ouverture du marché a notamment eu pour conséquences la filialisation principalement des activités de distribution, ainsi qu'une réorganisation des structures mixtes au travers desquelles EDF et principalement GDF Suez (anciennement Gaz de France) géraient leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution. Les différentes réorganisations pourraient encore avoir des impacts sur le fonctionnement des activités de commercialisation et de distribution, et dans les relations avec les collectivités locales. Elles pourraient par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des organisations et des fonctions support, notamment les systèmes d'information.

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 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 pour le groupe EDF.

Enfin, d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et 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.

EDF est contrôlé par l'État en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de la loi du 9 août 2004, 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 importante 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 importante des personnes employées par le Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et 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. Il s'ensuit en outre que 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 6.2.2.2.5 (« Relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun »)).

Le Groupe ne détient pas la majorité de contrôle ou partage le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Au sein d'Edison, EDF d'une part, et A2A (anciennement AEM Milan) et ses partenaires d'autre part, exercent un contrôle conjoint. Leurs relations sont régies par un pacte d'actionnaires (voir section 6.3.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A »)), mais le Groupe ne peut pas garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec ses co-actionnaires sur la politique à mener au sein de la société. En outre, les avantages susceptibles de résulter du contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A, notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendent en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante.

Par ailleurs, le Groupe a acquis en novembre 2009 près de la moitié des activités de production et d'exploitation nucléaires de CEG, *via* une prise de participation de 49,99 % dans CENG (voir section 6.3.4.6.2 (« Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »)). Le Groupe partage le contrôle de CENG avec CEG et ce contrôle est exercé dans le cadre d'un accord entre actionnaires. Le Groupe ne peut garantir qu'il sera toujours en mesure de s'entendre avec CEG, notamment au regard de la stratégie à mettre en œuvre vis-à-vis de CENG, ce qui pourrait notamment avoir pour effet de limiter les bénéfices attendus de l'opération.

D'autres activités du Groupe sont, ou seront 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 significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent ou pourraient disposer d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions ou des actifs par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de procéder à des rachats à un moment ou à des conditions défavorables.

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice d'options de vente par des actionnaires de certaines de ses filiales et participations, d'acquérir des actifs ou les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes des accords en vigueur, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

La structure et les conditions des options de vente dont disposent les actionnaires d'EDF Énergies Nouvelles sur le Groupe sont décrites à la section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »).

Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'achat sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.

Le Groupe dispose ou pourrait disposer de participations dans des sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période 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 affectant les activités du Groupe 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 influer 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 et/ou 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 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 fonctionnelle et géographique.

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, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, environ 40 % à 45 % des effectifs pourraient partir à la

retraite dans les dix prochaines années. 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 complètement 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 du personnel.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement des prestations aux salariés du Groupe (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010). En France, à ces engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme du 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 2010 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 (i) de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, (ii) des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et (iii) des 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 une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux 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 financière et renforcer sa flexibilité financière. Après l'achèvement du programme Altitude en 2007, le Groupe avait engagé un programme pour la période 2008-2010 dénommé « Excellence Opérationnelle » qui visait à améliorer les résultats du Groupe en réalisant des synergies et des progrès continus sur ses processus opérationnels et supports, ses méthodes d'achats, ses projets de transformation et de développement. Ce programme, qui s'est achevé en 2010, a pemis d'atteindre 1 256 millions d'euros de gains cumulés, dépassant l'objectif initialement fixé de 1 000 millions d'euros. Un nouveau programme de synergies est en cours d'élaboration.

Le Groupe ne peut pas 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 au 31 décembre 2010 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 2010 (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

Ce référentiel évolue et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation et/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, ou les conditions économiques en général et le secteur de l'énergie en particulier.

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 futures cessions par l'État d'actions EDF.

Au 31 décembre 2010, l'État détenait 84,48 % du capital d'EDF. Si l'État décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une

4.2 ●● Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

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.

4.2.1 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 et les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, reproduit en Annexe A du présent document de référence).

Face à un contexte évolutif, le Groupe 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 Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :
- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

4.2.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

D'une façon générale, la gestion des risques est placée sous la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

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 dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel du fait de règles d'indépendance de gestion (RTE EDF Transport 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, chaque semestre, EDF élabore 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 fait l'objet chaque semestre d'une validation par le Comité exécutif 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 »)).

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : notamment l'élaboration du programme d'audit, la politique « 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 long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés au Comités des Engagements du Comité exécutif.

RTE EDF Transport (RTE)

Concernant RTE EDF Transport, 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. Le Département Audit Risques de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du *reporting* au niveau national.

Électricité Réseau Distribution France (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, du contrôle interne 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.

4.2.1.2 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies

Le facteur de risque relatif aux marchés de gros de l'énergie et de permis d'émission de CO_2 figure à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités 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 à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO_2) est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel (voir section 9.9.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies»)).

Concernant Edison et Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), entités co-contrôlées, leur politique « Risques marchés énergies » est revue dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

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 de 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.

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 9.9.2 (« 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 3 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 en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la Direction du Groupe.

Concernant les entités co-contrôlées, le processus de contrôle est revu dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

L'exposition consolidée des risques « Marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement 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 9.9.1 (« 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), et applicable à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions au travers de titres détenus dans le cadre de la gestion de ses actifs de trésorerie, au travers des actifs dédiés à la couverture des engagements nucléaires de long terme pour laquelle un cadre de gestion *ad hoc* s'applique, au travers des fonds externalisés au titre des retraites, et au travers de 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.

EDF a également mis en place, d'une part, des scenarii de sensibilité des positions en conditions extrêmes (« *stress tests* ») qui permettent de surveiller son exposition aux risques « atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part, des *stop-loss* qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

4.2.1.3.2 Organisation du contrôle

Le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») 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. Cette structure 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 ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Le DCRF est rattaché à la Direction Contrôle des Risques Groupe afin de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au Directeur Financements et Trésorerie, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la Direction Financements et Investissements (DFI) de la Direction Financière. Le Comité Marchés de la Direction Financière vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

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. Ce plan intègre plusieurs missions vérifiant l'application des procédures de contrôle et le respect des cadres de travail par la salle des marchés ;
- 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 9.9.1.1 (« 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 scenarii de stress. 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 associé 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 : 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. 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 9.9.1.3 (« Gestion du risque de change »).

4.2.1.3.5 Risque actions

La gestion de ce risque est exposée aux sections 9.9.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.9.1.6 (« 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 9.9.1.4 (« 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 le Groupe s'organise pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures (voir la section 9.9.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit »)).

En particulier, les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading, Edison) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de rating, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. 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.

4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.2.2.1 Gestion du risque 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 sera poursuivie pour les événements survenus au Japon depuis le 11 mars 2011.

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 ou à des agressions internes et 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 des matériels de manière continue, 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'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), dont le statut a été transformé le 13 juin 2006 par la loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire afin de lui conférer celui d'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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

Au Royaume-Uni

La sûreté et la fiabilité des centrales nucléaires d'EDF Energy repose 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 du *Nuclear Installations Inspectorate* (« NII ») du *Health and Safety Executive* (« HSE »). Un inspecteur du NII 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 permet 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*, de la *Ionising Radiation Regulations* de 1999 et de la *Radiation Emergency Preparedness and Public Information Regulation* (REPPIR), 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 à l'obligation morale 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/ou les autres parties prenantes externes doivent être consultées dès lors que ces mesures les concernent.

Aux États-Unis

Aux États-Unis, la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire sont contrôlés 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.

Un mécanisme de remontée d'informations concernant la sûreté et la qualité d'exploitation existe chez CENG, société co-contrôlée par EDF et CEG, 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 de CEG.

4.2.2.2 Gestion du risque de 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 des 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 pour un montant global de l'ordre de 560 millions d'euros 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 ») d'une durée de 5 ans (2007-2011), était réalisé à hauteur de 60 % environ à fin 2010 (voir section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production hydraulique »)). Les dernières opérations seront engagées courant 2011 et 2012 ; elles entraînent transitoirement, pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus importantes que celles enregistrées précédemment.

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 4.2.3.1 (« 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 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, de son personnel 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 » 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 Système de Management Environnemental 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 en avril 2002 (voir section 6.4.3 (« Politique de développement durable et service public »)). 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 4.2.3.1 (« 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 2008, l'audit de renouvellement a permis de confirmer, pour 3 ans, le certificat ISO 14001 pour le Système de Management Environnemental mis en œuvre par le Groupe.

4.2.3 Assurances

Pour 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.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le Conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'informations entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.2.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe »)) et la Division Assurances du 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, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique d'assurances du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe largement étendus à ses filiales dont elle a le contrôle et à ses filiales régulées de réseaux disposant d'une autonomie de gestion (RTE EDF Transport 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. 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). Le périmètre de consolidation est défini ici au sens des US GAAP, comme l'exige le contrat avec OIL, et comprend notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques et les postes de transformation des réseaux. 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. Au-delà de ces couvertures de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que de nombreuses filiales françaises et internationales.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites assurés en partenariat avec les directions opérationnelles d'EDF et de ses filiales contrôlées en France et à l'international, et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 91,2 millions d'euros en 2010, dont 59,4 millions d'euros pris en charge par EDF.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la politique d'assurance 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 et les montants 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'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et/ou des sous-limites.

4.2.3.1 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, RTE, ERDF et les filiales contrôlées d'EDF 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 la rupture d'un barrage hydroélectrique, aux

centrales thermiques à flamme, aux postes de transformation et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un 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, 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 optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.2.3.2 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 des filiales contrôlées d'EDF contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.2.3.3 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.2.3.3.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre de ce programme comprend EDF, ERDF, EDF Energy 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 (couverture additionnelle des dommages aux biens pour 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 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, mais pas pour EDF, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel. 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 »).

Ce programme continuera d'être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées par EDF.

RTE souscrit un programme « Dommages conventionnels » spécifique pour ses propres biens (postes de transformation, immeubles et locaux techniques).

4.2.3.3.2 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 / 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 cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

4.2.3.3.3 Couverture tempêtes

ERDF a conclu avec Swiss-Re, le 24 décembre 2010, un contrat d'une durée d'un an, dont l'objet est de couvrir le 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 déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent.

Les modalités de mise en place de la couverture dommages des réseaux aériens de distribution des Systèmes Énergétiques Insulaires restent à l'étude.

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

4.2.3.4.1 Responsabilité civile

Les polices d'assurances 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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations 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 auprès des AGF et de *European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI). Les montants couverts par ces polices 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, les contrats d'assurance souscrits par EDF pour couvrir le risque de responsabilité civile nucléaire ne prévoient aucune franchise. En revanche, la société Oceane Re, société de réassurance du Groupe qui participe à ce risque *via* les contrats de réassurance émis au profit d'AGF et d'ELINI, conserve une exposition inférieure à 10 millions d'euros par sinistre.

Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport. Pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

À compter de la mise en application des dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)), EDF sera 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. À cette fin, EDF recherchera dans ce nouveau cadre législatif les solutions de couverture possibles (pools nucléaires, mutuelles, etc.). Ces dispositions ne seront applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles relatives à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés (concernant l'avancement des ratifications, voir la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

British 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 British Energy est assurée auprès du pool d'assurance des risques nucléaires anglais (NRI – *Nuclear Risk Insurers Limited*) à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni, avec une extension de couverture pour les frais de gestion de sinistre à hauteur de 80 millions de livres sterling.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous.

4.2.3.4.2 Assurances dommages aux installations nucléaires

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 de British Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant appel au pool anglais NRI, à des assureurs réassurés pour certains auprès du pool atomique français (Assuratome) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI), pour une capacité totale de 1 750 millions d'euros au-delà d'un montant de 270 millions de dollars américains.

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 production – 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 de niveau Groupe est établi chaque année et validé par la Direction Générale d'EDF (3 à 4 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, près de 10 exercices par an pour le nucléaire).

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 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.

Dans cette perspective, EDF a mis en place une démarche éthique, présentée au Conseil d'administration en mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, qui consiste en la diffusion et l'appropriation d'un code de conduite, le Mémento éthique.

À partir des cinq valeurs du Groupe (respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité, exigence d'intégrité), des engagements internationaux auxquels la démarche éthique est adossée (Déclaration Universelle des Droits de l'Homme, Conventions OIT, Principes Directeurs de l'OCDE) et ceux auxquels le Groupe a souscrits (Pacte Mondial des Nations-Unies, accord international EDF de Responsabilité Sociale de l'Entreprise de 2005, renouvelé en 2009), le Mémento éthique énonce les principes d'actions d'EDF à l'égard des parties prenantes ainsi que ceux attendus des salariés dans leur comportement professionnel (principes d'action collective et lignes de conduite individuelle).

Ce document, mis à jour fin 2007, est diffusé dans toutes les directions d'EDF. Il est remis individuellement à chaque salarié par son manager et doit faire l'objet d'une action d'accompagnement et d'appropriation, individuelle et collective. La désignation de correspondants éthiques chargés de veiller à la diffusion du Mémento et au respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif éthique existant. Les valeurs du Groupe et le Mémento éthique sont accessibles sur le site internet d'EDF.

Le Conseil d'administration d'EDF s'est également doté d'un Comité d'éthique qui veille, notamment, à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil et dans la gestion de la Société (voir section 16.2.3.4 « Comité d'éthique »). Le Délégué à l'éthique et à la déontologie rapporte au Comité d'éthique chaque année sur son activité.

Parallèlement, un dispositif d'alerte a été mis en place en 2004 qui permet d'interpeller le Délégué à l'éthique et à la déontologie sur toute question, alerte, plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente la particularité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

La prévention et la lutte contre la fraude, dans son acception la plus large, sont également une préoccupation majeure du groupe EDF. Le Président-Directeur Général a mis en œuvre en septembre 2010 un dispositif de prévention et de lutte contre la fraude qui s'applique à l'ensemble des sociétés du Groupe. Ce dispositif énonce les principes fondamentaux à observer tant pour la prévention et la détection que pour le traitement des situations de fraude. Il est complété par un guide pratique diffusé aux managers du Groupe pour les aider dans la mise en œuvre effective de ces principes.

Enfin, EDF renforce sa politique de sensibilisation, de formation et de contrôle de conformité aux règles de concurrence. Un programme de formations aux règles de la concurrence est étendu à compter de 2011 au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues. Cette demande consiste à diffuser des supports et publications internes, à constituer des réseaux afin de diffuser au mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et responsabiliser les opérationnels sur le respect de ces règles. Des procédures de contrôle viendront compléter ce dispositif.

4.3 Facteurs de dépendance

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

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et ERDF s'adressent à 20 772 fournisseurs en 2010 (contre 20 008 en 2009 et 19 439 en 2008). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF et ERDF représentent 14,5 % du montant commandé total d'EDF [1] et ERDF et les 10 premiers représentent 19,2 %.

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 EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels. Les conditions commerciales de ces accords pourraient se révéler moins favorables lors de leur renouvellement que les conditions actuellement applicables. Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés » – « L'amont »)), EDF s'appuie encore pour une part importante, mais décroissante, sur le groupe AREVA, qui représentait en 2010 de l'ordre de 44 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle, contre environ 58 % en 2009 :

- pour ses besoins en uranium naturel, la Société 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, la part prépondérante 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 s'appuie pour une part importante sur AREVA, mais dispose par ailleurs d'un portefeuille diversifié de fournisseurs. EDF et Eurodif (groupe AREVA) ont conclu fin 2010 un accord lié à la fin de vie de l'usine Georges Besse I. Aux termes de cet accord, des services d'enrichissement sont livrés à EDF jusqu'à fin janvier 2011 et EDF fournit l'électricité nécessaire à l'exploitation de l'usine jusqu'à fin septembre 2012. À compter de 2013, la nouvelle usine Georges Besse II assurera de manière progressive la fourniture de services d'enrichissement dans le cadre d'un contrat de long terme conclu entre EDF et AREVA ;
- dans la filière uranium de retraitement enrichi (« URE »), EDF s'appuie pour certains types de prestations sur le groupe AREVA et pour d'autres, notamment l'enrichissement, sur des fournisseurs étrangers (Tenex et Urenco) ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes AREVA et Westinghouse.

L'intégralité des opérations de gestion du combustible usé pour les centrales en France est effectuée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont réalisées dans le cadre de l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008. La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature avec AREVA 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).

Sur la période 2008-2012, l'accord traitement-recyclage fixe les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'AREVA par EDF. Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixe le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA (voir note 47.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés » – « L'aval du cycle en France »).

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, les études de sûreté correspondantes et leurs pièces de rechange. Depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants (générateurs de vapeur en particulier) et la fourniture de services de maintenance (par exemple les nettoyages chimiques des générateurs de vapeur).

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.

1. *Hors achats de combustible.*

5 INFORMATIONS CONCERNANT L'ÉMETTEUR

5.1 Histoire et évolution de la Société **40**

5.1.1 Dénomination sociale et siège social 40

5.1.2 Registre du Commerce et des Sociétés, code APE 40

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société 40

5.1.4 Forme juridique et législation applicable 40

5.1.5 Historique 40

5.2 Investissements **41**

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 fixé à Paris 8ème : 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 401 E.

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 20 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 plus spécifiques telles que, notamment, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, et 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 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 6 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 du 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, 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonnera 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 Seeboard 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), 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 S.A. (anciennement AEM S.p.A) concluent des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison. Suite au lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjoint est finalisée le 26 octobre 2005, date de clôture de l'offre.

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 deuxième semestre de l'année 2005. Cette opération a été 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 a été 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 a donné lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Énergies Nouvelles dont 4 798 464 étaient réservées au groupe EDF.

Depuis le 1er 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.

Depuis 2008, le groupe EDF est devenu un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint venture avec l'électricien chinois CGNPC, 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 a par ailleurs acquis 51 % de la société belge SPE en fin d'année 2009, participation portée à 63,5 % en juin 2010.

Enfin, EDF a finalisé le 29 octobre 2010 la cession des réseaux de distribution britanniques au Groupe Cheung Kong de Hong Kong et signé, le 6 décembre 2010, un accord portant sur le rachat par le Land de Bade Wurtemberg de la participation de 45,01 % du groupe EDF dans EnBW. L'acquisition en 2000 par EDF de cette participation avait permis au Groupe d'entrer sur le marché allemand de l'énergie ; cette cession a été finalisée le 17 février 2011.

5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2009-2010, voir section 9.8.1.2 (« Flux de trésorerie nets générés par les activités 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.

6 APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 Stratégie 45

6.1.1 Conforter son *leadership* européen et ses atouts compétitifs sur le long terme 46
6.1.1.1 France 46
6.1.1.2 Europe 46
6.1.1.3 Gaz 47

6.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental 47

6.1.3 Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde 47

6.1.4 Politique d'investissement 48
6.1.4.1 Investissements en 2010 48
6.1.4.2 Investissements en 2011 48
6.1.4.3 Investissements dans le nouveau nucléaire d'ici 2020 48

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France 49

6.2.1 Opérations non régulées France 49
6.2.1.1 Production d'électricité 49
6.2.1.2 Commercialisation 71
6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading 78

6.2.2 Opérations régulées France 82
6.2.2.1 Transport – RTE EDF Transport 82
6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF) 87
6.2.2.3 Systèmes Énergétiques Insulaires 91
6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») 92

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international 93

6.3.1 Royaume-Uni 96
6.3.1.1 Présentation du Groupe au Royaume-Uni et stratégie 96
6.3.1.2 EDF Energy 97

6.3.2 Allemagne – EnBW 105

6.3.3 Italie 106
6.3.3.1 Edison 107
6.3.3.2 Fenice 110
6.3.3.3 Relance du nucléaire en Italie 111

6.3.4 Autre International 111
6.3.4.1 Europe centrale et orientale 111
6.3.4.2 Benelux 113
6.3.4.3 Suisse 115
6.3.4.4 Autriche 115
6.3.4.5 Espagne 115
6.3.4.6 États-Unis 116
6.3.4.7 Asie/Pacifique 123
6.3.4.8 Amérique latine 125
6.3.4.9 Afrique 125

6.4 Autres activités et fonctions transverses 126

6.4.1 Autres activités 126
6.4.1.1 Énergies nouvelles 126
6.4.1.2 Tiru 130
6.4.1.3 Électricité de Strasbourg 130
6.4.1.4 Dalkia 130
6.4.1.5 Autres participations 131

6.4.2 Activités Gaz 131
6.4.2.1 Contexte du marché européen du gaz naturel 131
6.4.2.2 Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel 131
6.4.2.3 Marché final du gaz naturel 131
6.4.2.4 La sécurisation des approvisionnements gaziers 133

6.4.3 Politique de développement durable et service public 134
6.4.3.1 Éthique et gouvernance : l'engagement de développement durable d'EDF 134
6.4.3.2 La politique environnementale 135
6.4.3.3 La politique sociétale 139
6.4.3.4 Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical 139
6.4.3.5 Service public en France 140

6.5 Environnement législatif et réglementaire 140

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité 141
6.5.1.1 Législation européenne 141
6.5.1.2 Législation française 141

6.5.2 Législation relative au marché du gaz 145
6.5.2.1 Législation communautaire 145
6.5.2.2 Législation française 145

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité 146

6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité 147
6.5.4.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) 147
6.5.4.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires 147
6.5.4.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe 151
6.5.4.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité 152
6.5.4.5 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF 155

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes au Royaume-Uni et en Italie, qui en font l'un des électriciens leader en Europe et un acteur gazier reconnu.

Avec une puissance installée de 133,9 GW [1] dans le monde au 31 décembre 2010 (129,8 GW en Europe) pour une production mondiale de 630,4 TWh, le Groupe dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO_2 par kWh produit [2] grâce à la part du nucléaire et de l'hydraulique dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 37 millions de comptes clients [3] dans le monde (dont près de 27,7 millions en France).

Les activités du Groupe traduisent le choix d'un modèle équilibré entre France et international, opérations concurrentielles et régulées et reposant sur une intégration amont-aval. En 2010, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 65,2 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 16,6 milliards d'euros et un résultat net courant de 4 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les parts de marché du Groupe sur ses trois principaux secteurs opérationnels en 2010 et 2009 :

	Electricité (production)		Gaz (vente)	
	2010	2009	2010	2009
France	85 %(1)	86 %(1)	4 %(2)	4 %(2)
Royaume-Uni	16 %(3)	22 %(3)	4 %(3)	5 %(3)
Italie	15 %(4)	15 %(4)	n/d(5)	n/d(5)

(1) Calculé sur la base de « L'énergie éléctrique en France » publiée par RTE en 2009 et 2010.

(2) Calculé sur la base de données issues du site du ministère en charge de l'Énergie (France).

(3) Calculé sur la base de données publiées par le Department of Energy and Climate Change (Royaume-Uni).

(4) Chiffres pour Edison, issus des rapports annuels Edison 2009 et 2010.

(5) Chiffres non disponibles à la date de dépôt du présent document de référence. À titre indicatif, la part de marché d'Edison sur la demande italienne totale de gaz (y compris consommation des centrales) est de 19 % en 2010, contre 17 % en 2009).

Compte tenu de l'application de l'IFRS 5 consécutive à la cession d'EnBW, les parts de marché historiques du Groupe en Allemagne ont été exclues.

6.1 Stratégie

Des changements mondiaux majeurs sont en cours, caractérisés par :

- Une concentration urbaine accrue : 50 % de la population vit en ville aujourd'hui, le taux d'urbanisation devrait atteindre 70 % en 2050 [4] ;
- La montée d'un monde pluriel et multipolaire : nouvelles puissances 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 plus diffuses et décentralisées : systèmes urbains, énergies locales, réseaux et compteurs intelligents ;
- La rareté croissante des ressources énergétiques primaires et la nécessité de « décarboner » la production d'énergie.

Pour autant, le défi énergétique mondial subsiste : répondre à la croissance des besoins, dans un contexte de raréfaction des ressources et de contraintes climatiques.

Ce contexte mondial et les priorités définies au niveau européen en matière de sécurité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre imposent d'investir, tant en amont, en privilégiant les technologies peu émettrices de CO_2 (ou faiblement carbonées), qu'en aval (maîtrise de la demande d'énergie grâce à des usages plus efficaces et développement des énergies renouvelables réparties).

De plus, le monde commence à émerger difficilement de la crise de grande ampleur qui a affecté l'économie mondiale depuis l'automne 2008, et qui a pesé fortement sur la demande européenne d'électricité et de gaz.

Parce qu'il permet de concilier compétitivité, indépendance énergétique et faibles émissions de CO_2, le recours au nucléaire semble une composante essentielle du mix énergétique du futur, aussi bien en France que dans un grand nombre de régions du monde.

Premier producteur nucléaire mondial, disposant d'une base européenne unique avec une présence forte sur trois marchés principaux, le Groupe estime disposer des atouts pour tirer parti de ce contexte. L'ambition d'EDF consiste à renforcer ses atouts via trois dimensions stratégiques majeures :

- conforter le choix du modèle industriel de concepteur, producteur et exploitant ;
- développer des solutions éco-efficaces auprès des clients ;
- en tant que fournisseur et opérateur de réseaux d'électricité, participer activement au développement de solutions de proximité et de « systèmes électriques intelligents ».

Pour y parvenir, l'innovation et la mobilisation des compétences sont deux enjeux clés, sur lesquels le Groupe se concentre. Par ailleurs, comme après

1. *Chiffres calculés conformément aux règles de consolidations comptables. Les données Groupe figurant dans cette section n'intègrent pas EnBW, sauf indication contraire.*
2. *Source : PriceWaterhouseCoopers : « Facteur carbone européen novembre 2010 ».*
3. *Un client peut avoir deux comptes clients : un pour l'électricité et un pour le gaz.*
4. *Source : United Nations Population Division.*

les accidents ayant précédé celui du Japon en mars 2011, qui avaient donné lieu à d'importants programmes d'actions d'amélioration de la sûreté des réacteurs d'EDF, le Groupe apportera toute son expertise à l'analyse des causes et à la définition des actions nouvelles à mettre en place, car la sûreté est la priorité absolue d'EDF.

À terme, EDF ambitionne de développer, à côté du conseil et de l'investissement, des prestations d'opérateur pour le compte de tiers.

Le Groupe s'attache à développer des partenariats et des coopérations opérationnelles pour contribuer à la réalisation de ses priorités.

Les investissements du Groupe portent prioritairement sur les trois axes suivants :

- conforter son *leadership* européen et ses atouts compétitifs sur le long terme ;
- promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental ;
- être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde.

6.1.1 Conforter son *leadership* européen et ses atouts compétitifs sur le long terme

6.1.1.1 France

En France, à la suite de la publication en avril 2009 des conclusions de la Commission Champsaur qui a émis un certain nombre de propositions concernant l'organisation future du marché électrique en France, la loi NOME a été promulguée le 7 décembre 2010 et publiée au Journal Officiel le 8 décembre 2010 (voir sections 6.2.1.2.1.2. (« La concurrence ») et 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Dans ce contexte, le groupe EDF poursuit quatre objectifs :

- fournir à ses clients de nouvelles offres énergétiques performantes et à bas carbone, élargies au gaz et aux services (voir section 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par catégories de clients »)) ;
- poursuivre l'adaptation et la modernisation de son parc de production d'électricité, en améliorant la performance et en pérennisant l'exploitation :
  - dans le thermique à flamme, EDF renforce ainsi ses moyens de production semi-base et de pointe : il est prévu de mettre en service près de 1 360 MW d'ici à fin 2012, dans les trois cycles combinés à gaz de Martigues et Blénod ;
  - dans l'activité hydroélectrique : la mise en concurrence des concessions hydrauliques est un enjeu important sur lequel EDF est fortement mobilisé (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Par ailleurs, EDF entend préserver la qualité de son potentiel de production et étudier de nouveaux projets ;
  - dans le nucléaire, EDF a lancé un important programme afin (i) de se mettre en position de prolonger la durée d'exploitation moyenne du parc jusqu'à 60 ans, à l'instar d'autres exploitants nucléaires dans le monde (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) et (ii) d'améliorer les performances d'exploitation de ses centrales avec l'objectif d'atteindre un taux de disponibilité de 85 % à horizon 2015.
- préparer le renouvellement du parc nucléaire au travers notamment des retours d'expérience des constructions de nouveaux réacteurs et conserver une avance au niveau technologique. Pour les moyens de base, EDF prépare le renouvellement du parc nucléaire en construisant l'EPR de Flamanville (environ 1 600 MW, production electrique commercialisable en 2014) et procède à des études dans le cadre de la construction d'un second EPR en France à Penly, dont il serait l'exploitant, avec la participation prévue d'autres énergéticiens (voir 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) ;
- mettre en œuvre une politique d'investissements soutenus dans les réseaux d'électricité. Le Groupe entend rester un opérateur exemplaire et transparent sur ses activités régulées. Concernant l'activité distribution, la qualité du service offert à tous les utilisateurs du réseau constitue le principal enjeu. Dans cette optique, une politique d'investissements est mise en œuvre en mettant en avant des technologies innovantes et génératrices de performance, dans un contexte de fort développement des besoins liés à l'essor de la production décentralisée. L'expérimentation sur deux zones-pilotes de compteurs communicants, en préalable à un éventuel déploiement national, en est une illustration. Pour l'activité transport, au-delà des enjeux liés au renforcement du réseau très haute tension en France, le groupe EDF est très favorable au développement des interconnexions permettant de fluidifier les échanges transfrontaliers et d'accroître la sécurité d'alimentation. De même, le groupe EDF soutient le renforcement des coopérations entre gestionnaires de réseaux de transport (« GRT »), de manière à accélérer l'intégration des marchés régionaux et, à terme, du marché européen.

6.1.1.2 Europe

En Europe, le Groupe EDF cherche à disposer d'un portefeuille équilibré et dont la structure favorise la concrétisation des synergies opérationnelles (voir aussi la section 6.1.3 (« Etre un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)).

Royaume-Uni

Dans le cadre du programme de cessions de 5 milliards d'euros annoncé en février 2009, le Groupe EDF a finalisé fin octobre 2010 la cession de ses réseaux de distribution d'électricité au groupe Cheung Kong Infrastructures Holdings Limited de Hong-Kong, ce qui lui permet de dépasser les engagements du programmme de cessions par cette seule opération.

À la suite de la prise de contrôle de British Energy par le Groupe EDF en 2009, EDF Energy achève de mettre en œuvre l'intégration annoncée par le Groupe lors de cette opération, qui a permis de générer environ 200 millions d'euros de synergies. Au delà, EDF Energy vise à obtenir un allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes – en décembre 2010, la décision d'étendre sur 5 ans la durée d'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool a ainsi pu être prise à la suite des résultats positifs des études menées sur ces réacteurs (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire existant »)) – et entend jouer un rôle de premier plan dans le développement de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni dont le gouvernement britannique a fait un des piliers de sa politique énergétique associant décarbonisation, sécurité d'approvisionnement et compétitivité.

Italie

Le groupe EDF a la volonté de contribuer au renforcement du modèle d'activité d'Edison dans un contexte difficile de renégociations des contrats d'approvisionnements gaziers et de marché en surcapacité exacerbée par la crise économique (voir section 6.3.3.1 (« Edison »)).

A la demande de ses partenaires italiens, le groupe EDF a engagé des discussions sur le renouvellement du pacte d'actionnaires relatif à Edison en fin d'année 2010. Ces discussions sont encore en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Benelux

Après l'acquisition en novembre 2009 de 51 % du capital de SPE en Belgique, participation portée à 63,5% en 2010 après le rachat de titres auprès de trois actionnaires minoritaires belges, et la mise en service aux Pays-Bas de la centrale CCG de SLOE (voir section 6.3.4.2 (« Benelux »)), le Groupe entend bâtir une position solide au Benelux, marché voisin de la France au cœur de la plaque continentale. Un programme de synergies a été mis en place avec notamment l'apport du portefeuille commercial d'EDF Belgium à SPE.

Europe centrale et orientale et Russie

Ces pays présentent un important potentiel de développement pour le Groupe, notamment la Pologne, de par sa taille et ses perspectives de croissance. Des accords existent avec PGE, premier énergéticien polonais, dans le nucléaire.

Une joint venture a été créée début 2010 entre Inter Rao et Fenice pour promouvoir l'efficacité énergétique en Russie. Des coopérations dans le nucléaire avec Rosatom (voir section 6.1.3 (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)) et sur les réseaux de distribution entre EDF, via ERDF-I, et le distributeur russe d'électricité MRSK sont aussi engagées.

Suisse

Le Groupe est actionnaire et le partenaire industriel étranger de la société Alpiq Holding SA (voir section 6.3.4.3 (« Suisse »)).

6.1.1.3 Gaz

Pour pouvoir proposer à ses clients une offre multi-énergies et assurer un approvisionnement compétitif de ses outils de production d'électricité utilisant le gaz, le Groupe poursuit la construction de ses positions gazières.

À cette fin, le Groupe développe son portefeuille de contrats d'achat de gaz et sa présence dans les réserves de gaz comme dans les infrastructures logistiques, soit au travers d'investissements, soit au travers de réservations de droits contractuels.

Cette stratégie est mise en œuvre au travers des projets et des opérations menés par Edison en Europe du Sud-Est, comme le projet d'infrastructures de gazoduc reliant l'Italie à la Grèce et la Grèce à la Bulgarie, la mise en service du terminal méthanier *offshore* de Rovigo (« Adriatic LNG ») ou encore la prise de participation dans le domaine de l'exploration/production dans le gisement égyptien d'Aboukir. Par ailleurs, EDF a pris des participations dans des champs gaziers en mer du Nord britannique auprès d'ATP Oil & Gas Corporation (Royaume-Uni) et les stockages de Hole House (Royaume-Uni) et Etzel (Allemagne) sont en cours de construction et devraient être mis en service à partir de 2012 (voir section 6.4.2 (« Activités Gaz »)). Enfin, le 19 juin 2010, EDF, ENI et Gazprom ont signé un accord tripartite prévoyant une participation d'EDF dans la société South Stream (SAAG) qui ne sera pas inférieure à 10 %.

6.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental

La politique climatique européenne et le Grenelle de l'environnement en France ont fixé un cadre ambitieux.

EDF est particulièrement actif dans le domaine de l'efficacité énergétique en aval. Le groupe EDF a pour ambition d'être le leader des solutions énergétiques performantes. En France, EDF entend augmenter chaque année le nombre de clients souscrivant des offres ou des services de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables réparties, et produit des certificats d'économies d'énergie par son action auprès de ses clients. Le Groupe apporte sur ses différents marchés européens des solutions en termes de maîtrise de la consommation énergétique et de solutions énergétiques innovantes. Il développe des offres autour de la maîtrise de l'énergie, favorise le développement des énergies réparties intégrées au bâti (photovoltaïque, pompe à chaleur, etc.) en s'appuyant sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties. En outre, le Groupe vise à favoriser le développement et la commercialisation future de véhicules électriques et hybrides rechargeables (voir section 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par catégories de clients »)).

Le Groupe est également actif en matière de développement de la production centralisée d'énergies renouvelables. Pour le groupe EDF, les énergies renouvelables constituent un axe fort de développement et contribuent à un mix énergétique faiblement émetteur de CO_2. Le Groupe entend poursuivre son développement dans le domaine, notamment via sa filiale EDF Énergies Nouvelles qui est aujourd'hui parmi les dix premiers opérateurs mondiaux, dont les capacités installées en énergies renouvelables (hors hydraulique) atteindront 4 200 MW en 2012, principalement en éolien, mais aussi en énergie solaire (500 MWc). Pour préparer l'avenir, le groupe EDF a lancé la construction de deux projets d'éolien offshore : Teesside (au Royaume-Uni) et Thornton Bank (en Belgique).

Enfin, le Groupe EDF se positionne sur les technologies du futur avec l'installation, à horizon 2011, d'une série d'hydroliennes en Bretagne et l'exploitation, en Europe et dans le monde, des opportunités liées aux technologies charbon les plus récentes : centrales à charbon supercritique en Chine, comme celle de Sanmenxia dans laquelle EDF a pris une participation de 35 % en juin 2009, la participation au développement des technologies de capture, de transport et de stockage du CO_2 (« *CCS : Carbon Capture & Sequestration* ») et la réalisation de grands projets d'infrastructures hydroélectriques qui s'inscrivent dans une politique locale de développement durable.

6.1.3 Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde

Leader mondial du nucléaire, le Groupe dispose d'atouts significatifs (exploitation du premier parc au monde, ingénierie, expérience reconnue d'architecte-ensemblier, etc.) lui permettant de tirer parti, dans son développement à l'international, d'une amorce de renouveau du nucléaire dans le monde.

Le Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011 a confirmé l'engagement des pouvoirs publics français de faire avancer l'efficacité de la filière nucléaire. EDF sera le chef de file de l'industrie nucléaire française lorsque ses compétences d'architecte-ensemblier seront sollicitées.

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine, en projet au Royaume-Uni, en France, aux États-Unis et en Italie, est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. Il apparait essentiel de renforcer cette offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011, et de compléter le programme EPR par le développement de modèles de réacteurs de troisième génération représentatifs de niveaux de puissance correspondant à la demande des clients, en particulier dans les pays pour lesquels la taille des installations peut constituer un obstacle discriminant.

L'approfondissement des partenariats industriels (construction, exploitation, sûreté des installations, etc.) est au coeur de la réussite des projets internationaux.

Dans le cadre de partenariats stratégiques, le groupe EDF vise (i) à investir dans plusieurs projets de centrales nucléaires à horizon 2020, en France et à l'international, (ii) à participer à leur construction et à leur mise en service puis (iii) à les exploiter. Ces partenariats ont notamment pour objectif un partage des risques et des coûts liés aux projets.

Les pays dans lesquels des centrales sont en construction à ce jour sont :

- La France : EDF y assure actuellement la maîtrise d'ouvrage de l'EPR de Flamanville 3 et développe le projet de Penly 3, pour lequel des discussions sont en cours afin d'y associer des grands énergéticiens européens (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) ;
- La Chine : L'accord finalisé en novembre 2007 avec China Guandong Nuclear Power Corp s'est concrétisé par la création fin 2009 de la société Taishan Nuclear Power Joint Venture Company détenue à 30 % par le groupe EDF. La mise en service des réacteurs à Taishan, dans la province du Guandong, devrait intervenir fin 2013 pour le premier et en 2014 pour le second (voir section 6.3.4.7.1 (« Activités du Groupe EDF en Chine »)) ;

Les pays dans lesquels des projets sont à l'étude à ce jour sont :

- Le Royaume-Uni : A la suite de l'acquisition de British Energy par le groupe EDF le Groupe est aujourd'hui bien positionné pour jouer un rôle de premier plan dans le renouveau du nucléaire au Royaume-Uni. Le Groupe a pour ambition de construire jusqu'à 4 réacteurs de type EPR au Royaume-Uni, le premier devant être mis en service en 2018 (voir section 6.3.1.1 (« Présentation du Groupe au Royaume-Uni et stratégie »)) ;
- Les États-Unis : Le 26 octobre 2010, EDF et Constellation Energy (CEG) sont parvenus à un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes. EDF contrôle désormais 100 % d'UniStar Nuclear Energy, après le rachat à Constellation des 50 % qu'elle possédait. Depuis lors, EDF travaille sur le projet de Calvert Cliffs 3 selon trois axes principaux : le modèle industriel notamment dans une perspective de réduction des coûts et de nouvelles relations contractuelles, le financement du projet avec l'objectif d'obtention d'une « loan guarantee », enfin la mise en place d'un environnement réglementaire à l'échelle du Maryland favorable permettant de prendre une décision d'investissement ;
- L'Italie : Dans le cadre de la joint venture Sviluppo Nucleare Italia créée au troisième trimestre 2009, en charge de réaliser des études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie, la mise en œuvre des accords avec Enel s'est poursuivie en 2010 pour réaliser les études techniques et économiques nécessaires à la sélection des sites potentiels, aux premières étapes du processus d'autorisation et à l'identification des fournisseurs italiens. La mise en service du premier réacteur devrait intervenir, selon le planning actuel, fin 2020 (voir section 6.3.3 (« Italie »)) ;
- La Pologne : Le 17 novembre 2009, EDF et PGE, premier électricien de Pologne, ont signé un protocole d'accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire prévoyant la réalisation d'études de faisabilité pour le développement de réacteurs EPR en Pologne, avec un objectif de construction du premier réacteur en Pologne avant fin 2020 (voir section 6.3.4.1.1 (« Pologne »)) ;
- Pays-Bas : Le 3 novembre 2010, EDF et la société DELTA ont signé un accord de collaboration pour l'éventuel futur développement d'une seconde centrale nucléaire aux Pays-Bas ;
- La Russie : Le 19 juin 2010, EDF et Rosatom ont signé un accord de coopération qui définit le cadre de collaboration entre les deux groupes dans les domaines de la R&D, du combustible nucléaire, ainsi que pour des coopérations concernant les installations nucléaires existantes ou actuellement en cours de construction.

6.1.4 Politique d'investissement

6.1.4.1 Investissements en 2010

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 12,2 milliards d'euros en 2010, contre 11,8 milliards d'euros en 2009 (hors EnBW). Les investissements portent à la fois sur les domaines régulé (40 %) et non régulé (60 %). Dans le domaine non régulé, les investissements se répartissent à parité entre investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, cycles combinés à gaz) et investissements de maintenance. Près de 2 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire. En France, les investissements opérationnels ont augmenté de 10 %, à 7,9 milliards d'euros. Le reste des investissements opérationnels s'élève à 4,3 milliards d'euros dont près de 1,9 milliard d'euros pour le Royaume-Uni et 1,6 milliard d'euros dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Dalkia).

Le Groupe EDF a encaissé 4,3 milliards d'euros de produits de cessions, notamment au Royaume-Uni pour 3,7 milliards d'euros (réseaux de distribution et centrale thermique d'Eggborough). Il a d'autre part réalisé des investissements de croissance externe qui se sont élevés à 0,9 milliard d'euros en 2010. Ces décaissements concernent notamment la Belgique (rachat de participation aux actionnaires minoritaires de SPE pour 215 millions d'euros), la Chine (deuxième apport en capital au projet des deux EPR à Taishan pour 213 millions d'euros), les États-Unis (acquisition complémentaire de 50 % dans UniStar Nuclear Energy (UniStar) portant la participation du Groupe à 100 %) et dans les acquisitions effectuées par Dalkia et EDF Énergies Nouvelles.

6.1.4.2 Investissements en 2011

Le Groupe devrait investir en 2011 pour un montant d'investissements opérationnels supérieur de 1 à 1,5 milliard d'euros aux 10,3 milliards d'euros investis en 2010, après mise en équivalence de RTE EDF Transport et hors réseaux britanniques.

6.1.4.3 Investissements dans le nouveau nucléaire d'ici 2020

Le Groupe a pour ambition de développer et d'exploiter, dans le cadre de partenariats, plusieurs centrales nucléaires de technologie EPR dans les prochaines années, en France et à l'international. Trois centrales de ce type sont ainsi en cours de construction en France et en Chine.

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 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 2010, la Direction Production Ingénierie comptait 35 173 salariés [1]. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme. En outre, via 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 97,2 GW en France continentale [2] au 31 décembre 2010, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 14 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe continentale (soit les 24 pays abritant des membres de l'UCTE – *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* – qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne).

En 2010, la production du parc d'EDF en France a été de 470,2 TWh.

Le parc en France continentale se compose, au 31 décembre 2010, 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 et leurs auxiliaires) : ces tranches sont réparties sur 19 sites ; elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de 1 450 MW ; elles ont une moyenne d'âge de 25 ans [3] (entre 9 et 33 ans), l'âge moyen des tranches 900 MW étant d'environ 29 ans, celui des tranches 1 300 MW de 22 ans et celui des tranches 1 450 MW de 10 ans ;
- 35 tranches thermiques à flamme en fonctionnement ayant une moyenne d'âge d'environ 30 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 8 tranches en arrêt garanti pluriannuel [4] ;
- 439 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge d'environ 65 ans [5].

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et des usines d'incinération du groupe Tiru (voir section 6.4.1.2 («Tiru»)) ;
- 74 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,7 %), CERGA détenue à 50/50 avec EnBW. Ces centrales représentent un total de 126 MW de capacité installée en 2010 et de 555 GWh de productible.

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 du parc installé au cours des trois dernières années :

	Au 31 décembre 2008		Au 31 décembre 2009		**Au 31 décembre 2010**	
Parc installé (1)	En MW	%	En MW	%	**En MW**	**%**
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique (2)	20 066	21	20 008	21	20 022	21
Thermique (3)	13 407	14	13 642	14	14 012	14
TOTAL	**96 615 (4)**	**100**	**96 792 (4)**	**100**	**97 176 (4)**	**100**

(1) Exprimé en MW de puissance maximale couplée au réseau.
(2) Hors Corse et DOM, soit 400 MW en 2010.
(3) Hors Corse et DOM, soit 1 482 MW en 2010, et y compris 2 195 MW tranches en arrêt garanti pluriannuel.
(4) Cette valeur inclut également 12 MW de capacité de production éolienne.

1. *En hausse de 1 198 salariés par rapport à l'année 2009.*
2. *Pour la Corse et les DOM, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires »).*
3. *Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industriel.*
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.*

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

	Au 31 décembre 2008		Au 31 décembre 2009		Au 31 décembre 2010	
Production	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	417,6	87,3	389,8	87,1	407,9	86,7
Hydraulique (1) (3)	44,8	9,4	41,9	9,4	45,4	9,7
Thermique (2)	15,8	3,3	16,0	3,6	16,9	3,6
TOTAL(4)	**478,2**	**100**	**447,7**	**100**	**470,2**	**100**

(1) Hors Corse et DOM, soit 1,5 TWh en 2010.

(2) Hors Corse et DOM, soit 4,5 TWh en 2010.

(3) Production brute : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 6,6 TWh en 2010, ce qui conduit à une production hydraulique nette de la consommation liée au pompage de 38,8 TWh.

(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 97,2 GW en France au 31 décembre 2010, 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 et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures 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, VPP, 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 allonger la durée de fonctionnement de ses centrales et à en améliorer les performances techniques ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO_2 grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ; et
- 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 2010, 86,7 % de sa production totale d'électricité. 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) ;
- le palier 1 300 MW composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) ;
- le palier N4, le plus récent, 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 réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2010.

Les dates de mise en service des tranches sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Prochaine Visite Décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Prochaine Visite Décennale
Fessenheim 1	1978	VD4*	Gravelines 6	1985	VD3
Fessenheim 2	1978	VD3	Cruas 3	1985	VD3
Bugey 2	1979	VD4*	Cruas 4	1985	VD3
Bugey 3	1979	VD3	Chinon B3	1987	VD3
Bugey 4	1979	VD3	Chinon B4	1988	VD3
Bugey 5	1980	VD3	Paluel 1	1985	VD3
Dampierre 1	1980	VD3	Paluel 2	1985	VD3
Gravelines 1	1980	VD3	Paluel 3	1986	VD3
Gravelines 2	1980	VD3	Paluel 4	1986	VD3
Tricastin 1	1980	VD4	St Alban 1	1986	VD3
Tricastin 2	1980	VD3	Flamanville 1	1986	VD3
Dampierre 2	1981	VD3	St Alban 2	1987	VD3
Dampierre 3	1981	VD3	Flamanville 2	1987	VD3
Dampierre 4	1981	VD3	Cattenom 1	1987	VD3
Tricastin 3	1981	VD3	Cattenom 2	1988	VD3
Tricastin 4	1981	VD3	Nogent 1	1988	VD3
Gravelines 3	1981	VD3	Belleville 1	1988	VD3
Gravelines 4	1981	VD3	Belleville 2	1989	VD3
Blayais 1	1981	VD3	Nogent 2	1989	VD3
Blayais 2	1983	VD3	Penly 1	1990	VD2
Blayais 3	1983	VD3	Cattenom 3	1991	VD2
Blayais 4	1983	VD3	Golfech 1	1991	VD2
St Laurent 1	1983	VD3	Cattenom 4	1992	VD2
St Laurent 2	1983	VD3	Penly 2	1992	VD2
Chinon B1	1984	VD3	Golfech 2	1994	VD2
Cruas 1	1984	VD3	Chooz B1	2000	VD2
Chinon B2	1984	VD3	Chooz B2	2000	VD2
Cruas 2	1984	VD3	Civaux 1	2002	VD1
Gravelines 5	1985	VD3	Civaux 2	2002	VD1

** Sous réserve d'obtention de l'autorisation d'exploitation de l'ASN*

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 25 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de fonctionnement comptable des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF est l'un des plus jeunes des parcs 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, EDF compte, dans son parc, 11 tranches de production en participation (actuellement à hauteur de 1,4 GW, évoluant vers 1,6 GW avec le démarrage de Flamanville 3) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Aux termes des accords du 30 septembre 2009, entre E.On, EnBW et EDF, E.On a acquis au 1er janvier 2010 l'accès à l'équivalent des droits de tirage historiques dont disposait EnBW sur la production nucléaire d'EDF. Par ailleurs, la récente évolution capitalistique n'a pas influé sur les contrats d'allocation de production conclus par EnBW avec EDF. EnBW reste donc titulaire de ces contrats d'allocation de production ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel (12,5 %) ;

1. *Groupe Axpo.*

- Flamanville 3 en construction : Enel (12.5 %) (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) pour l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007).

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, 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 (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de 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 d'un peu plus 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 (21,67 %) et la société belge SPE (3,3 %);
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg [1] en Suisse (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'exploitation [2]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des tranches des centrales 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 2010, cette répartition était la suivante :

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

À la fin des cycles de production de 12 ou 18 mois ont lieu des périodes d'arrêts 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 effectuée à chaque fin de 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 ; des essais périodiques et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt. Cet arrêt a une durée de référence d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée de référence est de l'ordre de 55 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée de référence de l'ordre de 90 jours afin d'effectuer une Visite Décennale, lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé.

Cette durée de référence moyenne varie en fonction du programme de chaque Visite Décennale et du palier considéré.

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, conduisent ainsi à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation 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 2 300 MW [3]) impose une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. Suite à la canicule de 2003, la programmation des arrêts de tranches a été revue pour réduire le nombre des arrêts en juillet-août et favoriser un maintien en production du maximum de tranches « Bord de mer », dont les capacités de refroidissement sont indépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire s'élève à 408 TWh en 2010, un volume hausse de 18 TWh (soit 4,6 %), par rapport à celui de 2009.

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 x Ku) :

1. *Groupe Axpo.*
2. *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.*
3. *Source: RTE-EDF Transport.*

- un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible [1] rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible (« Ku »)). 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 73,8 % en 2010, est en progrès par rapport à celui de 2009 (70,5 %). C'est la résultante d'un Kd de 78,5 %, en augmentation de 0,5 point par rapport à celui de 2009 et d'un Ku de 94 % en hausse de 3,6 points par rapport à celui de 2009.

Par rapport à l'année 2009, l'écart de production de 18 TWh résulte principalement :
- de l'absence de mouvements sociaux de grande ampleur qui avaient principalement affecté les campagnes d'arrêt de tranches de 2009 et expliquaient une perte de production nucléaire d'environ 17 TWh sur l'ensemble de 2009 ;
- et d'une meilleure maîtrise des arrêts de tranches conduisant à une réduction des prolongations d'arrêts par rapport à 2009.

Les problèmes techniques rencontrés en 2010 sur les transformateurs, les générateurs de vapeur et les alternateurs ont respectivement eu un impact sur le Kd de 0,8, 2,3 et 2,1 points ; pour 2010, le non redémarrage de Bugey 3 avant le remplacement de ses générateurs de vapeur a eu un impact d'environ 0,7 point sur le Kd.

En 2011, 9 Visites Décennales sont programmées par rapport à 5 en 2010. L'impact de ces arrêts supplémentaires sera de l'ordre de 1,5 point de disponibilité. L'amélioration des méthodes de travail, que ce soit sur la maintenance ou la maîtrise des arrêts de tranche, ainsi que la diminution des arrêts fortuits liés au remplacement de gros composants, doivent permettre des gains de disponibilité du même ordre de grandeur et de compenser l'impact mécanique sur le Kd d'un plus grand nombre de Visites Décennales. Dans l'état actuel des informations, des processus et de la règlementation existante concernant l'exploitation du parc nucléaire, l'objectif, ambitieux, est d'atteindre un Kd proche de 85 % à horizon 2015.

Pour améliorer la disponibilité, EDF met en œuvre des démarches d'amélioration structurelle.

Les leviers techniques consistent en une politique curative et préventive relative aux problèmes techniques précités :
- le nettoyage chimique des générateurs de vapeur des 15 tranches concernées par le phénomène de colmatage : entre 2007 et 2010, 14 tranches ont été traitées, la dernière tranche restante devant faire l'objet d'une opération de ce type au cours de l'année 2011 ;
- la rénovation des stators d'alternateurs de 48 tranches présentant des risques d'isolement : à fin 2010, 21 alternateurs ont été rénovés et le programme de rénovation va se poursuivre au même rythme avec 10 rénovations prévues entre 2011 et 2012. Fin 2012, 31 stators d'alternateurs sur les 48 concernés, dont toutes les tranches les plus sensibles, devraient donc avoir été rénovés ;
- le remplacement préventif des pôles « cuirassés » de transformateurs principaux : ce programme, débuté en 2009, continuera d'être réalisé progressivement, avec des adaptations liées aux remplacements curatifs. Il sera industrialisé à partir de 2012 avec un remplacement des pôles sur 4 tranches par an en moyenne ;
- le remplacement préventif des générateurs de vapeur : EDF a établi un programme national de remplacement des générateurs de vapeur, portant de 1 à 2 tranches par an le rythme de remplacement à partir de 2010. Au total, entre 1990 et 2010, 20 tranches ont fait l'objet de ce type d'intervention. Le programme de remplacement des générateurs de vapeur de première génération sur les tranches du palier 900 MW doit prendre fin en 2014. Un appel d'offres a été lancé en 2010 pour le remplacement des générateurs de vapeur de la moitié du palier 1 300 MW.

Les leviers s'inscrivant dans le programme Excellence Opérationnelle et s'appuyant sur les meilleures pratiques internationales sont :
- la réduction du taux d'indisponibilité fortuite à l'aide d'une démarche standard de l'INPO *(Institute of Nuclear Power Operations)* de fiabilisation des matériels appelée AP913 et la mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche est initiée par une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance permettant de développer une stratégie de maintenance du matériel adaptée à la criticité de chacun de ses composants. Le taux d'indisponibilité fortuite a été réduit sensiblement aux États-Unis après 4 années environ de déploiement de la démarche ;
- le renforcement de la maîtrise des arrêts de tranche avec la mise en place pour chaque arrêt d'un Centre Opérationnel de Pilotage en continu de l'Arrêt de Tranche (« COPAT »). L'objectif du COPAT est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêts par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques.

Les effets de ces leviers seront toutefois atténués par des programmes d'arrêt plus lourds dans les prochaines années en raison d'un nombre annuel plus important de Visites Décennales et d'opérations importantes de maintien du patrimoine en vue de garantir la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales.

6.2.1.1.3.3 Environnement, sûreté, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF entreprend des efforts importants afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà largement inférieur 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 entre 2002 et 2010. Ces rejets ont aujourd'hui atteint un niveau plancher très bas.

Sur le plan de la gestion des 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. Par ailleurs, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage de Morvilliers de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (l'« ANDRA ») s'effectue depuis 2004.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires 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 les enjeux associés ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »).

Une démarche de certification ISO 14001 (voir section 6.4.3.1.2 (« Les outils de mise en œuvre du développement durable ») ci-dessous) a été entreprise en 2002 pour l'ensemble des unités de production nucléaire. En 2004, toutes les unités étaient certifiées. La certification a été renouvelée en 2005 et en 2008.

1. *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.*

Sous l'égide de l'ASN, un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement se met 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 mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable « Culture de la sûreté » ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 450 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP d'EDF)) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques du réacteur ;
- 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 d'ensemble, 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.

EDF fait l'objet des contrôles externes aux échelons national et international.

À l'échelon national :

- des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 400 inspections par an) ;
- un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. 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. 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. Un réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes et troisièmes Visites Décennales des centrales 900 MW, des deuxièmes Visites Décennales des centrales 1 300 MW et des premières Visites Décennales des centrales du palier N4. Les deuxièmes Visites Décennales ont été réalisées à fin 2010 sur l'ensemble des tranches 900 MW et sur 14 tranches du palier 1300 MW (sur un total de 20). Les premières Visites Décennales ont été réalisées à fin 2010 sur deux tranches du palier N4 (sur un total de 4). Et à fin 2010, 3 tranches 900 MW ont également fait leur troisième Visite Décennale (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).
- Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

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'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
- les visites internationales « *Peer Review* » menées par le 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 Évaluations Globales de Sûreté 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.

EDF souhaite disposer d'un état de ses installations comparable à celui des meilleurs exploitants mondiaux pour limiter encore plus l'occurrence de situations potentiellement risquées. Ceci nécessite une démarche d'amélioration continue des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, un programme a été engagé dans ce sens. Ce programme d'investissement et de maintenance, après une augmentation de 100 millions d'euros décidée en 2010, porte sur un montant de l'ordre de 700 millions d'euros d'investissements répartis entre 2006 et 2011. Il a d'ores et déjà atteint ses objectifs sur une bonne partie du parc et est désormais en phase de pérennisation. 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 (« AAR ») [1] à un niveau inférieur à un par tranche [2]. L'année 2010, avec 40 AAR, marque une légère amélioration par rapport à 2009 (41 AAR) et le nombre d'AAR ces dernières années reste très en deçà d'un par tranche.

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

1. *Arrêt automatique et instantané de l'installation par la mise en route des protections assurant sa sécurité.*
2. *Pour 7 000 heures de criticité.*

l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

Suite à l'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima, consécutif au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 au Japon, le Gouvernement français a annoncé un contrôle de la sûreté nucléaire de chacune des centrales françaises existantes et en construction. Cette mission a été confiée à l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »), qui devra rendre ses premiers résultats avant la fin de l'année 2011.

Dispositif d'alerte

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le 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 est organisée 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 préfectures.

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) et au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2010, 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 et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur) et aucun événement de niveau 2 en 2010 dans le domaine de la sûreté. Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur (anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures).

Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 en 2010 est de 1,17 par réacteur (soit 68 événements) et le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 9,26 par réacteur (soit 538 événements). Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables, et l'on constate une amélioration sensible d'indicateurs clés pour la sûreté en exploitation.

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 2010, la dose collective moyenne est de 0,62 homme-sieverts par réacteur (soit une dose collective de 36,17 homme-sieverts en 2010), niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. Ce bon résultat, avec une dosimétrie inférieure à celle de 2008 (0,66 H.Sv) et de 2009 (0,69 H. Sv), est à souligner, eu égard au volume de maintenance et au type de travaux de maintenance effectué.

Néanmoins, un événement significatif de niveau 2 s'est produit en 2010 dans le domaine de la radioprotection. Cet événement a eu lieu lors de la mise en propreté du fond d'une piscine du bâtiment combustible de la tranche 4 de Chinon : un intervenant a ramassé puis rapidement jeté un objet de la taille d'une pièce. Un calcul conservatif de la dose intégrée au niveau de sa main indique qu'il aurait potentiellement intégré une dose « extrémité » supérieure à la limite réglementaire annuelle de 500 mSv. La dose « corps entier » est pour sa part restée largement inférieure à la limite annuelle de 20 mSv. Ce niveau d'exposition ne justifie pas de traitement médical et EDF a pris les mesures correctives suite à l'analyse des causes de l'événement, notamment en termes de préparation et d'enclenchement des activités.

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en-deçà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2010, le nombre d'intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, dont la dose individuelle sur 12 mois glissants a dépassé 16 mSv tout en restant inférieure à 20 mSv (limite réglementaire annuelle pour le corps entier) a été au maximum de 3 personnes (10 en 2009, 14 en 2008) ; parmi eux, aucun n'a dépassé 18 mSv.

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.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté.

6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et les 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 1 070 tonnes de combustibles UO_2 (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 30 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 : réception, chargement, exploitation et déchargement ; le combustible séjourne 4 à 5 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 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires et/ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle et 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). EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières qu'il utilise durant toutes les étapes suivantes.

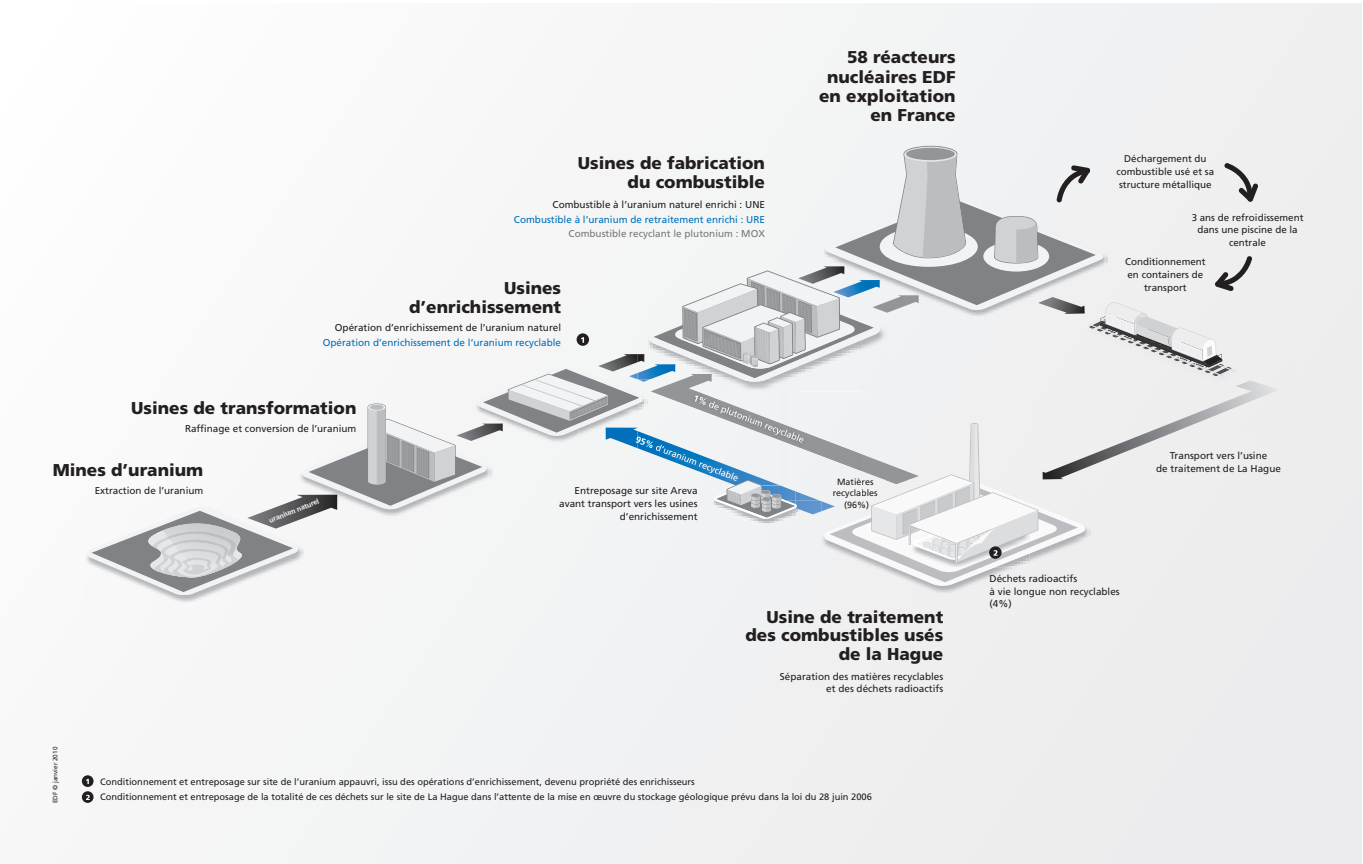
À la suite d'un débat médiatique portant sur l'enrichissement d'uranium recyclable d'EDF en Russie, le Gouvernement et le Parlement français ont saisi au mois d'octobre 2009 le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (« HCTISN ») pour qu'il entende les différentes parties prenantes (Pouvoirs Publics, ASN, industriels, associations, etc.) et émette des recommandations destinées à améliorer l'information du public sur le cycle du combustible nucléaire et les déchets radioactifs.

Le rapport du HCTISN ainsi que l'ensemble des éléments apportés par les parties consultées sont disponibles sur le site internet de l'HCTISN. Ce rapport présente une analyse détaillée du cycle du combustible tel qu'il existe en France. Il indique les flux et stocks de matières nucléaires et de déchets radioactifs produits aux différents stades du cycle du combustible, ainsi que les conditions d'entreposage et de transport de l'uranium appauvri et de l'uranium issu du traitement des combustibles usés, tout en exposant les enjeux liés à l'approvisionnement en uranium et la politique de la France pour sécuriser cet approvisionnement dans un contexte international. Il s'appuie également sur le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (« PNGMDR ») établi en application de la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

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 British Energy sont mutualisés depuis le 31 mars 2010.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire en France [1] :



1. *En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, voir « L'aval du cycle en France – Le stockage des déchets ultimes conditionnés » ci-dessous.*

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme en Grande-Bretagne, 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 caractérisés par de fortes variations.

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 15 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 depuis 2004 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.

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)

Le poids financier de l'étape de fluoration est faible dans le coût du combustible.

Une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, Cameco au Canada et au Royaume-Uni, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

Les contrats conclus par EDF en 2007 et 2008 permettent de renforcer la couverture des besoins d'EDF en services de fluoration pour une dizaine d'années.

L'enrichissement de l'uranium naturel en Uranium 235

Une part significative des services d'enrichissement achetés par EDF provenait jusqu'à présent de l'usine Georges Besse I d'Eurodif (groupe AREVA) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe AREVA a décidé de remplacer l'usine actuelle par une nouvelle installation (Georges Besse II) utilisant la technologie de l'ultracentrifugation peu consommatrice d'électricité. AREVA a inauguré l'usine Georges Besse II en décembre 2010 à l'occasion de l'entrée dans l'installation du premier container d'uranium à enrichir.

Les relations entre EDF et Eurodif (groupe AREVA) relatives à l'utilisation de Georges Besse ont fait l'objet d'un compromis avec le groupe AREVA dont les termes ont été approuvés par le Conseil d'administration d'EDF le 6 décembre 2010, et qui doit être décliné au travers d'accords spécifiques dont la mise au point est en cours. Le compromis prévoit, eu égard à l'accord enrichissement, le report jusqu'au 31 janvier 2011 du façonnage et de la livraison des quantités contractuelles d'UTS (unité de travail de séparation ou *separative work units*) restant à produire par Eurodif au titre de l'année 2010. Le compromis porte également sur la fourniture d'électricité pour les besoins de l'exploitation de l'usine George Besse I à son minimum technique jusqu'à fin octobre 2012 (voir aussi la section 4.3 (« Facteurs de dépendance »)) et la modification du schéma électrique de l'usine George Besse I.

EDF et AREVA ont par ailleurs conclu en 2008 un contrat de long terme qui définit les conditions dans lesquelles EDF enlèvera une partie de la production future de Georges Besse II à compter de l'année 2013.

Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à une part plus grande des services d'enrichissement par ultracentrifugation, EDF s'est assuré, à partir de 2006, d'une couverture significative de ses besoins auprès des autres enrichisseurs du marché : Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis), Tenex (Russie) et USEC (États-Unis).

Ainsi, la couverture en services d'enrichissement des besoins du parc existant ou en cours de construction d'EDF en France comme en Grande-Bretagne 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 sur 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 utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fabricants d'assemblages de combustibles AREVA NP et Westinghouse ont été renouvelés début 2007 pour la période 2008-2012 pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec AREVA NP en mars 2007 assure la part prépondérante des besoins d'EDF. Il inclut la fabrication d'assemblages MOX et URE.

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 par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en assurant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

L'aval du cycle en France

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. 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. Sur les 1 200 tonnes de combustibles déchargés annuellement des réacteurs, les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. A partir de 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 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 des conditions 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 UO_2 usés sont traités à l'usine AREVA de La Hague 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 l'accord-cadre qui a été signé le 19 décembre 2008. La 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 [1]).

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.

Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixe le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA.

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, 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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

Le projet de stockage géologique entre désormais dans sa phase industrielle et doit faire face à de nouveaux enjeux afin d'aboutir à un ouvrage industriellement et économiquement maîtrisé, conforme aux exigences de sûreté publiées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire et mené de façon cohérente de sa conception à sa réalisation, dans un objectif permanent d'optimisation technico-économique. Il convient à cette fin de stabiliser 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. En 2011, il est prévu la mise en place d'un groupe de travail piloté par la DGEC, associant l'ANDRA, maitre d'ouvrage du projet, et les producteurs de déchets, dont le but est d'approfondir les options techniques possibles relatives à la conception du stockage.

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, à vie longue, mais 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

1. *Reprise et conditionnement des déchets – Mise à l'arrêt définitif/démantèlement.*

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 (cf. 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, actuellement à l'étude. La recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti. Afin de donner du temps à la concertation, l'Etat a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL et a demandé à l'ANDRA de poursuivre les discussions avec les territoires où des communes avaient exprimé leur candidature en 2008.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et 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 Soulaines, 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 Centraco de SOCODEI, filiale d'EDF.

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 notes 30 et 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010), 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, 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 comme solution de référence le stockage de ces déchets en couche géologique profonde.

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 2010 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007. Une actualisation des coûts de l'ANDRA est attendue courant 2011.

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, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles ; en effet, les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont estimées, sur la base de la consommation actuelle, à 46 ans pour le pétrole et d'environ 60 ans et 150 ans respectivement pour le gaz naturel [1] et pour le charbon. Les réserves d'uranium au niveau de consommation actuelle seraient suffisantes pour au moins un siècle (AIE – *World Energy Outlook 2010).*

Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dits de 4e génération, voir ci-après) permettrait de diviser de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire présente l'avantage d'émettre très peu de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (la loi « LPOPE ») (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)), ainsi que les rapports sur la programmation pluriannuelle des investissements publiés depuis, prévoient l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville et la décision du Conseil d'administration d'EDF du 26 octobre 2010 de poursuivre la préparation du projet Penly 3 ;
- l'augmentation de la capacité de production du parc existant, avec la mise à l'étude d'une augmentation de puissance de certaines tranches, en premier lieu par une augmentation de leur rendement ;
- l'étude (avant-projet) de plusieurs modèles de réacteurs capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF
La loi TSN (Transparence et Sécurité Nucléaire) de 2006 ne fixe pas de durée limite d'exploitation a priori, mais impose, tous les 10 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.

Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite

1. *Les chiffres de réserves pour le pétrole et le gaz naturel concernent les réserves prouvées hors ressources non conventionnelles.*

Décennale. Ainsi, à l'issue de la Visite Décennale de chaque réacteur, l'ASN prononce une autorisation de redémarrage. Un an plus tard, conformément à la loi TSN et sur la base d'un rapport de conclusion de réexamen de sûreté transmis par l'exploitant, l'ASN adresse aux Ministres en charge de la sûreté nucléaire son avis sur la poursuite d'exploitation pour dix années supplémentaires du réacteur concerné. La tranche de Tricastin 1 est la première à avoir connu la fin de ce processus, intervenue en 2010. En effet, en 2009, cette tranche a été la première du palier 900 MW à réaliser sa troisième Visite Décennale. Fin août 2009, l'ASN a autorisé son redémarrage. Le 4 novembre 2010, sur la base du rapport transmis par EDF, l'ASN a prononcé un avis positif sur son aptitude à être exploitée pour dix années supplémentaires après sa troisième Visite Décennale. Conformément aux prescriptions de l'ASN qui accompagnent cet avis, EDF engagera des travaux afin d'assurer une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénale majorée (renforcement des digues).

Les tranches de Fessenheim 1 et Bugey 2 ont terminé leurs troisièmes Visites Décennales en 2010 (respectivement en février et octobre 2010), à l'issue desquelles, l'ASN a autorisé leur redémarrage. A l'occasion de ces Visites Décennales, des travaux importants ont été effectués pour améliorer la résistance des bâtiments aux séismes. L'ASN se prononcera courant 2011 sur l'aptitude de ces deux réacteurs à être exploités pour dix années supplémentaires.

Au-delà, EDF a pour objectif de porter à 60 ans au moins la durée de fonctionnement de son parc, en cohérence avec 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 solutions sont étudiées pour faire face à l'obsolescence de certains composants (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables) et pour renouveler certains gros équipements.

Une première réunion avec l'ASN s'est déroulée en septembre 2010 pour présenter les améliorations de sûreté envisagées par EDF dans la perspective de cet allongement de la durée de fonctionnement à 60 ans. L'ASN prévoit de faire examiner ces améliorations au cours du dernier trimestre 2011 par le Groupe Permanent d'Experts, composé d'experts mandatés par elle. Ces propositions d'améliorations seront revues et évaluées, entre autres éléments, à l'aune de l'accident de Fukushima et des conclusions de la revue d'évaluation des marges de sûreté actuellement conduite par l'ASN.

25 tranches nucléaires devraient avoir leur quatrième Visite Décennale entre 2019 et 2024. L'arrêt de ces tranches impliquerait dès maintenant des investissements majeurs dans de nouvelles tranches nucléaires.

Un allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait donc :

- de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans ces 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.

Les décisions de lancer les travaux correspondants seront prises par le Groupe le moment venu en fonction d'éléments encore très incertains à ce jour (loi NOME et en particulier l'ARENH, tarifs, évolution du référentiel de sûreté intégrant notamment les enseignements de l'accident de Fukushima). L'horizon de temps sur lequel portent certains de ces éléments et leur caractère aléatoire ne permettent donc pas, à la date de dépôt du présent document de référence, de communiquer des projections précises sur les enjeux économiques et financiers liés à la prolongation au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement du parc REP.

Le European Pressurized water Reactor (« EPR ») et les autres réacteurs

L'EPR

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer l'avenir de la production d'électricité d'origine nucléaire. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens – les parcs français et allemand – et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avance technologique qu'il a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Le projet de Flamanville 3 permet à EDF d'être prêt au plan industriel pour la construction de nouveaux réacteurs en France et à l'étranger, en cohérence avec sa stratégie de développement du nucléaire à l'international (voir la section 6.1 (« Stratégie »)) :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'ASN ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en acquérant une expérience de construction suffisante d'une première tranche de technologie EPR, avant de mettre en chantier de nouvelles tranches (capitalisation du retour d'expérience).

Autres réacteurs

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine, en projet au Royaume-Uni, en France, aux États-Unis et en Italie, est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. Il apparait essentiel de renforcer cette offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011, et de compléter le programme EPR par le développement de modèles de réacteurs de troisième génération représentatifs de niveaux de puissance correspondant à la demande des clients, en particulier dans les pays pour lesquels la taille des installations peut constituer un obstacle discriminant.

L'objectif d'EDF, dans le contexte international de relance de l'énergie nucléaire, est ainsi de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux, tout en préparant au mieux le renouvellement futur du parc français. Fort de son expérience unique d'architecte ensemblier, exploitant d'un parc de 58 réacteurs en France, EDF veut ouvrir ses choix stratégiques, tant sur le plan de son offre de modèles de réacteurs modernes, sûrs et compétitifs, que des partenariats industriels associés.

Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par AREVA NP (groupe AREVA 66 % et Siemens 34 %) en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté,

il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

Le projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de sûreté, de protection de l'environnement, de performances techniques et économiques et d'organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

La sûreté. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur.

La protection de l'environnement. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'expérience.

Objectifs environnementaux, techniques et économiques. Par rapport aux tranches actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectifs principaux de réduire le volume de déchets et de rejets radioactifs, viser, au niveau de la radioprotection, une dose annuelle collective deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France, atteindre une disponibilité de 91 % grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance, et disposer d'une durée de fonctionnement technique de 60 ans.

L'EPR devrait en outre permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh, grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1 300.

Une ingénierie « architecte-ensemblier ». Pour la réalisation des tranches EPR en France, EDF souhaite conserver la maîtrise directe 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.

Cette maîtrise est indissociable du rôle d'architecte ensemblier qui correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

État d'avancement du projet Flamanville 3

Phase de lancement. 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.

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.

Le décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007 et publié le même jour au Journal Officiel. Le permis de construire principal a été délivré le 24 avril 2007.

Plusieurs recours ont été exercés par des associations contre certaines autorisations administratives, tous ont été rejetés par le juge administratif.

Calendrier de mise en service et budget. En juillet 2010, EDF a communiqué de nouveaux objectifs en termes de calendrier et de budget prévisonnel du projet Flamanville 3 : l'objectif de première production commercialisable est fixé à 2014 avec des coûts de construction estimés de l'ordre de 5 milliards d'euros (conditions 2008).

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 prévue à l'été 2012.

Contrats de fourniture et de travaux. À fin 2010, EDF a attribué environ 119 contrats, représentant plus de 90 % du montant total. Les 6 contrats les plus importants (chaudière, génie civil, contrôle commande, tuyauterie, travaux en mer et galerie de rejets, alternateur-condenseur-poste d'eau) représentent environ 70 % du budget du projet. L'ensemble des principaux contrats, à l'exception du contrat chaudière conclu avec AREVA, a été attribué 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 et l'essentiel des équipements sera disponible en 2011.

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 2010, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- fin des travaux en mer avec mise à disposition de la galerie de rejets en mer ;
- fin de la construction des structures de génie civil de la salle des machines et du pôle opérationnel d'exploitation ;
- début du montage électromécanique dans les locaux inférieurs des bâtiments de l'îlot nucléaire ;
- réalisation des premiers essais de mise en service de matériels avec la mise sous tension du transformateur auxiliaire ;
- début du montage du groupe turbo-alternateur le 1er octobre 2010.

Par ailleurs, la construction des ouvrages de l'îlot nucléaire et de la station de pompage s'est poursuivie, et l'avancement du génie civil à la fin de 2010 est supérieur à 70 %.

Partenariat industriel conclu avec Enel. Au titre d'un accord de coopération signé le 30 novembre 2007, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel sur le nucléaire. Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires. En contrepartie, Enel reçoit 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport de RTE EDF Transport. EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3, assume en conséquence la responsabilité ultime nucléaire et prend, in fine, toutes les decisions. Enfin, Enel a la possibilité de détacher des ingénieurs au sein des équipes en charge du projet puis des équipes d'exploitation de Flamanville 3 dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées par Enel.

Enel dispose d'options pour investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la centrale de Flamanville.

Pour pouvoir exercer ces options, Enel devra proposer à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux projets nucléaires de technologie EPR susceptibles d'être engagés en Italie ou en Europe ou, à défaut, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Pour plus d'informations concernant la relance de la production d'énergie nucléaire en Italie, voir la section 6.3.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie »).

État d'avancement du projet Penly 3

Le 30 janvier 2009, le Président de la République française a confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation sera assurée par EDF. Le 1er avril 2009, le Conseil d'administration d'EDF a donné son accord pour engager le processus devant aboutir à la construction de cette tranche nucléaire de type EPR.

EDF a saisi la Commission Nationale du Débat Public le 29 mai 2009 et la Commission Particulière en charge de ce débat a été constituée le 2 septembre de la même année. Le débat public s'est déroulé du 24 mars au 24 juillet 2010. La Commission Nationale du Débat Public a transmis son bilan et son compte-rendu le 24 septembre 2010. Ce compte-rendu indique que le débat s'est déroulé de manière satisfaisante.

Le Conseil d'Administration d'EDF du 26 octobre 2010 a décidé la poursuite de la préparation du projet Penly 3 jusqu'à la décision finale d'investissement. EDF aura la responsabilité d'exploitant nucléaire et interviendra en tant qu'architecte-ensemblier. Les discussions se poursuivent également avec les partenaires industriels susceptibles de prendre part au projet Penly 3.

A la suite de la décision du Conseil d'administration, la demande de décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire a été déposée le 2 décembre 2010.

6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, 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 – 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 pratique, 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 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations, et peut dépendre de la réutilisation envisagée pour le site. À l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans.

La déconstruction des centrales de première génération arrêtées

Concernant les centrales à l'arrêt (un REP : Chooz A ; un réacteur à eau lourde : Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides : Creys-Malville et six réacteurs de la filière UNGG à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement d'ici environ 2035, suite au décalage de la date de mise en service du stockage FAVL par l'ANDRA. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les autres centrales REP, certaines options de déconstruction, relatives notamment au calendrier, n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

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

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise, pour un site donné, par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, permettant la déconstruction totale ; trois décrets ont été obtenus en 2010 : les décrets de démantèlement complet des réacteurs UNGG de Saint-Laurent et Chinon A3 de mai 2010 et le décret autorisant la création de l'Installation d'Entreposage de Déchets Activés (« ICEDA ») d'avril 2010 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).
- des rendez-vous clés avec l'ASN intégrés dans un référentiel de sûreté ;
- 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 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le décret de démantèlement de Bugey 1 est paru au Journal Officiel le 20 novembre 2008. Un recours contre ce décret a été déposé par une association. Ce recours est actuellement en cours de traitement (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »)).

Par une convention signée en décembre 2008, EDF et le CEA ont rationalisé leurs rôles respectifs concernant les sites de Brennilis et de Phénix. EDF et le CEA sont devenus, par cet accord, entièrement responsables à la fois au plan technique et au plan financier sur, respectivement, les sites de Brennilis et de Phénix, ce qui clarifie la conduite opérationnelle des projets.

Concernant la centrale de Brennilis, EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction fin juillet 2008. Ce nouveau dépôt fait 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. Cette annulation a été 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. Suite à 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. Cet avis

était néanmoins assorti d'une recommandation de réalisation de certains travaux. En réponse à celle-ci, un projet de décret est en cours de finalisation afin d'engager au plus tôt ces travaux. Les travaux définitifs de démantèlement complet seront couverts par un décret complémentaire qui nécessite le dépôt d'un nouveau dossier prévu d'ici fin 2011.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira environ 1 000 000 de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de gravats 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 nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL.

Ces filières d'évacuation des déchets sont en cours de mise en œuvre pour compléter celles qui existent déjà (TFA et FMA) :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (« ICEDA ») qui a été lancé 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. Les travaux du génie civil principal sont en cours et la mise en service est prévue en 2013. Des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés et sont en cours de traitement (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »));
- le Centre de Stockage des déchets FAVL est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. La recherche de sites engagée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti et afin de donner le temps nécessaire à la concertation, l'État a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL et a demandé à l'ANDRA de poursuivre les discussions avec les territoires où des communes avaient exprimé leur candidature en 2008.

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 du site (voir note 30.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010). 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.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches en exploitation sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 291 euros $^{(2010)}$/kW installé pour l'ensemble des 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 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 kW 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 à la hausse ou à la baisse.

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. EDF se situe environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % au-dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne – stockage en France).

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.

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.

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 l'accord-cadre précité signé le 19 décembre 2008.

La 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).

Ce protocole RCD-MAD/DEM de 2010 précise le montant de la soulte libératoire à verser par EDF pour sa quote-part dans la déconstruction des installations de La Hague, opération dont le principe était acquis dès 2003 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») et note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

De même, les accords conclus avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des deux parties. À la suite du versement d'une soulte en 2009, EDF est libéré de toute obligation au titre de la déconstruction de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt.

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.

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

- la déconstruction des centrales nucléaires (11 milliards d'euros au 31 décembre 2010, voir la note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (6,5 milliards d'euros au 31 décembre 2010, voir la note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2010).

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 5 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. Le programme prévisionnel de dotations annuelles a été établi pour atteindre l'objectif fixé par la loi. Compte tenu des conditions des marchés financiers en 2008, le programme a été adapté en 2008 et en 2009, sans remise en cause de l'objectif initial. La loi NOME du 7 décembre 2010 a accordé aux exploitants un report dérogatoire de 5 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.

Pour l'exercice 2010, la dotation de trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'est élevée à 1,3 milliard d'euros. De plus, 50 % des titres de RTE EDF Transport ont été affectés aux actifs dédiés pour une valeur de 2,3 milliards d'euros. Ainsi les actifs dédiés représentaient, au 31 décembre 2010, une valeur de marché de 15,8 milliards d'euros en regard de 17,9 milliards d'euros de provisions (voir la note 46.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

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 2010, 9,7 % de sa production totale d'électricité.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 439 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent moins de 10 % de la production totale.

Le tableau ci-dessous récapitule la puissance nominale 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 [1].

L'âge moyen du parc est d'environ 65 ans et plus d'un tiers des installations ont plus de 75 ans.

Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Puissance nominale (MW)	217	965	1 010
Production nette du pompage (TWh)	3,3	2,8	3,0
Consommation par pompage (GWh)	45,8	34,3	40,0
Production pompage compris (TWh)	3,3	2,8	3,0

Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Puissance nominale (MW)	18 819	18 821	18 825
Production nette du pompage (TWh)	35,2	32,3	35,7
Consommation par pompage (TWh)	6,4	6,8	6,6
Production pompage compris (TWh)	41,6	39,1	42,3
PUISSANCE NOMINALE TOTALE (GW)	**19,0**	**19,8**	**19,8**
PRODUCTION NETTE DU POMPAGE TOTALE (TWh)	**38,5**	**35,1**	**38,7**

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 DOM et Corse), soit 21 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulicité moyenne) annuelle d'environ 45 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 :

- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale d'environ 3,6 GW et un productible de 17,7 TWh ;
- EDF dispose d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de ce fait de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 0,5 TWh ;
- les éclusées font intervenir 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. Elles représentent une puissance totale de 3,1 GW environ et un productible de 9 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée 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). Elles représentent une puissance totale d'environ 4,3 GW qui a permis ces dernières années d'une part le pompage d'environ 7 TWh et le turbinage d'environ 5 TWh, et d'autre part, une production moyenne de

1. *Sont mentionnées ici les puissances nominales des centrales selon que leur puissance maximale est inférieure ou égale ou supérieure à 12 MW.*

1,1 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- les aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8,8 GW et un productible de 16,1 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, sur certaines périodes remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique consiste en l'ensemble des dispositions prises lors de la conception et de la gestion des aménagements hydroélectriques et a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques crée pour les personnes, les biens et l'environnement (voir section 4.2.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :
- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits 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.

Enfin, 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 2010, EDF a réalisé 14 examens techniques complets sur ces ouvrages.

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 au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

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 plus de 13 000 MW et environ 60 % 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

Sujette aux aléas de la ressource en eau, la production hydraulique varie suivant les années. L'année 2010 a été une année où la production a été proche de la normale. La production d'électricité d'origine hydraulique (hors déduction de 6,6 TWh de consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage) a été de 45,4 TWh. La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en 2010 à 87,2 %, en légère hausse par rapport à 2009. Pour l'année 2010, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 11,3 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 1,5 % 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, dans un contexte d'augmentation significative de la sollicitation des ouvrages de production hydraulique.

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 pour un montant global de 560 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques de son parc dans la durée.

Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique ou « 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 ces dernières années. En revanche, la réalisation du programme n'impacte pas l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique, le taux d'indisponibilité sur avarie et le taux de réponse à la sollicitation restant à de bons niveaux.

Le programme a démarré en 2007 et à fin 2010, il était réalisé à hauteur d'environ 60 %. Les dernières opérations seront engagées courant 2011 et 2012. Par ailleurs, au-delà de ces opérations, une stratégie de maintenance durable a été établie dans la continuité du projet SuPerHydro pour renforcer la sûreté et la performance du parc hydraulique dans la durée.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par le Premier Ministre, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et 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.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la loi Sapin (1993) (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe ») ci-dessous), EDF est désormais soumis à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques.

L'État a annoncé le 22 avril 2010 le périmètre des concessions qui seront renouvelées par appel d'offres d'ici 2015 en métropole. Dix concessions de vallée d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français, vont ainsi être renouvelées et mises en concurrence (dont 200 MW de suréquipements demandés). L'État a en effet décidé d'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 et seront mis en concurrence.

Le tableau ci-dessous présente le calendrier du renouvellement des concessions détenues par EDF publié par la DGEC le 22 avril 2010 [1] :

Nouvelle concession	Ouvrages	Puissance Maximale Brute (MW)	Appel à candidatures*	Choix du candidat retenu*	Date d'attribution*
Lac Mort	Lac Mort	10	Fin 2010	Mi 2012	Fin 2013
Drac	Sautet Cordeac St Pierre Cognet	218	Mi 2011	Fin 2012	Mi 2014
Truyère	Brommat Sarrans Le Bousquet Couesque Montézic Lardit Cambeyrac Castelnau Golinhac	1 914	Mi 2011	Fin 2012	Mi 2014
Bissorte	Bissorte Super-Bissorte	882	Début 2012	Mi 2013	Fin 2014
Dordogne	Bort Rhue Auzerette L'aigle Chastang Argentat Enchanet St Geniez Hautefage	1 118	Mi 2012	Fin 2013	Fin 2015
Beaufortain	Girotte Belleville Hauteluce Beaufort Villard	128	Mi 2012	Début 2014	Fin 2015
Brillane-Largue	La Brillanne Le Largue	45	Mi 2012	Début 2014	Fin 2015

** Les dates sont à considérer à 6 mois près. Les puissances n'intègrent pas les suréquipements retenus par la DGEC sur Bort et Brommat, au total de 200 MW.*

1. *Source : Direction générale de l'énergie et du climat (2010).*

Dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. 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 pour peu que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

Les concessions dont le terme est anticipé par l'Etat feront l'objet d'une indemnisation de la part de l'Etat, destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, qui résulte 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 en partie aux départements et aux communes 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 mise en concurrence.

Le décret n°2008-1009 du 26 septembre 2008 fixe 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 actuellement.

EDF se prépare à présenter sa meilleure offre pour chaque concession mise en concurrence, 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 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 m³ 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 m³ 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 réservés [1] 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 »)).

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 annoncé en 2008 un plan de développement sur 5 ans de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
  - en 2009, EDF a participé à la mise en service de la micro-centrale de Kehl, située en rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW. Un projet similaire est à l'étude à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible avec une mise en service prévue en 2014 ;
  - il est prévu de renforcer la centrale hydroélectrique de Gambsheim par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Ce projet se fera en collaboration avec EnBW. Une opération similaire est en cours de réalisation sur le barrage d'Iffezheim avec l'installation d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW, en rive allemande du Rhin, pour une mise en service prévue en 2012 ;
  - 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 et à Kembs.
- Un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor devrait être mis en service en 2012. L'objectif de ce projet, d'une capacité de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée (voir section 6.4.1.1.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)).
- 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 2010, 3 projets ont été mis en service pour une puissance de 1,5 MW et un productible de 12,3 GWh. Des projets sont à l'étude pour une puissance totale, y compris les mises en services 2010, de 18 MW et un productible de 130 GWh pour des mises en service attendues d'ici 2014.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités

1. *Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.*

de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW) : 5 projets de petits aménagements (Échirolles, Saut du Moine, Merlet, Rabuons et Plan du Var2) sont à l'étude pour une puissance de 8,5 MW et un productible de 40 GWh. Les mises en service s'échelonneraient entre 2013 et 2014. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF, optimise de son côté le parc existant et développe la production de petite hydraulique : plusieurs centrales ont été ou sont en cours de rénovation complète (16 centrales dans la Mayenne, 3 centrales dans le Var, 2 centrales dans l'Aude) avec renouvellement des titres et augmentation de la production, des projets d'aménagements neufs ont abouti (Palisse dans le Cantal) ou sont en cours d'étude, des partenariats ont été noués ou sont en cours d'établissement, et des projets d'acquisition de centrales suite à appel d'offres sont en cours ;
- lancer des études technico-économiques relatives à des stations de transferts d'énergie par pompage en France ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite « LPOPE », voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. EDF a ainsi déposé en 2010 auprès de l'administration un projet d'augmentation de puissance de la centrale de La Bathie en Savoie, qui permettra, par modification des groupes existants, d'augmenter la puissance actuelle de 45 MW ; d'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi LPOPE sont 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 %) ;
- 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, EDF va réaliser un ouvrage neuf permettant de remplacer les 6 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.

Ces projets de développement de l'hydraulique par le groupe EDF s'inscrivent pleinement dans les orientations du Grenelle de l'environnement.

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 2010, environ 3,6 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 11 817 MW (pour une puissance installée totale de 14 012 MW).

Les moyens de production THF 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 (mises en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts et un coût d'investissement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes offrent une meilleure maîtrise des différentes émissions (dioxyde de carbone, dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières).

Les moyens de production THF constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production–consommation et pour 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. Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé tels que le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air), le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et l'évolution du coût des combustibles.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Composition du parc

Au 31 décembre 2010, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au niveau du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Energie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2008*	Au 31/12/2009	**Au 31/12/2010**
Charbon	250	9	2250	entre 1966 et 71	13	14	14,5
	585	1	585	1969			
	580	3	1740	en 1983 et 84			
Fioul	250	2	500	en 1971 et 72	2,4	1,8	2,1
	585	4	2340	entre 1968 et 75			
	685	4	2740	en 1976 et 77			
Fioul - Turbines à combustion	85	4	340	en 1980 et 81	0,1	0,2	0,3
	134	1	134	en 1996			
	128-129	2	257	en 1997 et 2007			
	187	2	374	en 2008			
Bi-combustibles	185-187	3	557	en 2009 et 2010	0	0	0

** +0,3 TWh de gaz des hauts fourneaux pour l'année 2008.*

La puissance installée du parc thermique en exploitation s'établit à 11 817 MW, dont les deux turbines à combustion de Montereau mises en services fin novembre 2010. Ces deux tranches, ainsi que la troisième tranche de Vaires, sont bi-combustibles (fioul domestique, gaz naturel). Les turbines à combustion constituent des moyens d'extrême pointe très réactifs [1].

La puissance totale en réserve est de 2 195 MW, y compris la turbine à combustion de Gennevilliers 1 (203 MW) actuellement en arrêt garanti pluriannuel.

La puissance installée totale du parc s'établit donc à 14 012 MW.

L'approvisionnement en combustibles fossiles

L'approvisionnement en combustibles fossiles d'EDF est assuré par EDF Trading Logistics, filiale d'EDF Trading notamment chargée de l'approvisionnement et du trading de combustibles fossiles. À partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading Logistics les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à deux mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading »)).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading Logistics de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading Logistics de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production THF

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. EDF a donc engagé ces dernières années un programme de rénovation et de fiabilisation des centrales à charbon 250 MW et 600 MW les plus récentes.

Les tranches charbon 600 MW les plus récentes bénéficient de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont équipées d'un système de désulfuration des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre), et d'un système de dénitrification des fumées (réduction de 80 % des émissions d'oxyde d'azote) dont le chantier s'est terminé au cours du deuxième semestre 2008. Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables dès 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation au-delà de 2015. Le programme de rénovation de ces tranches se poursuivra dans les prochaines années.

Enfin, EDF a prévu que ses 9 tranches charbon 250 MW, ainsi que la tranche du Havre 2, seront arrêtées d'ici au 31 décembre 2015, en raison des contraintes réglementaires environnementales. Pour ces tranches, les programmes de maintenance sont élaborés en tenant compte de leur fermeture d'ici 2015.

1. *Les moyens d'extrême pointe désignent des moyens qui fonctionnent moins de 200 heures par an.*

Le renforcement du parc pour répondre aux besoins de pointe et la préparation de l'avenir de la production thermique à flamme

Pour faire face à l'accroissement des besoins de pointe, EDF met en œuvre depuis 2005 un programme d'augmentation de ses capacités de pointe. EDF a ainsi décidé de :

- remettre en fonctionnement quatre tranches fioul 600-700 MW mises en réserve, pour une puissance totale de 2 540 MW;
- mettre en service un peu plus de 1 000 MW de capacités d'extrême pointe (jusqu'à 200 heures de fonctionnement par an) au moyen de turbines à combustion. Ces moyens très réactifs sont mobilisés lors des périodes de forte consommation d'électricité;
- lancer un projet de transformation *(repowering)* de trois tranches fioul du site de Martigues (3 x 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 465 MW chacun, ainsi qu'un projet de construction d'un cycle combiné au gaz neuf d'une capacité de 430 MW sur le site de Blénod (soit une augmentation nette de capacité de 610 MW).

Ces projets de modernisation permettront de réduire les émissions atmosphériques de CO_2 et d'oxydes d'azote et de supprimer les émissions de soufre. À l'exception du site de Martigues en raison de sa réglementation spécifique, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à Très Très Basse Teneur en Soufre (fioul dit « TTBTS » à 0,55 % de soufre).

Au 31 décembre 2010, une part importante de ce programme a été réalisée et les moyens de production suivants ont été mis en service depuis 2005 :

- quatre tranches fioul 600 -700 MW ont été remises en fonctionnement entre 2006 et 2008 ;
- 1 060 MW de turbines à combustion ont été mis en service entre 2007 et 2010 : après la mise en service d'une TAC sur le site de Vitry-Arrighi en 2007 et de trois autres sur le site de Vaires-sur-Marne en 2008 et 2009, deux TAC de 185 MW chacune ont été mises en service en 2010 sur le site de Montereau.

Au total 3 600 MW ont déjà été mis en service à fin 2010, sur les 4 210 MW prévus. Les mises en service des cycles combinés au gaz, prévues en 2011 et 2012, donneront lieu à une augmentation nette de capacité de 610 MW. Au-delà de ce programme, et en fonction de l'évolution du cadre réglementaire, EDF examine également la possibilité de développer de nouveaux moyens de semi-base ou de pointe pour faire face aux éventuels besoins supplémentaires de capacités à moyen terme. Les centrales thermiques à flamme actuelles d'EDF, ainsi que ses compétences industrielles d'exploitant et de développeur acquises dans le cadre de réalisations internationales, constituent des atouts pour le Groupe. En effet, au cours des dernières années, EDF a réalisé un programme de développement d' « *Independent Power Plants* » (« IPP ») à l'étranger.

Enfin, le groupe EDF participe avec des partenaires industriels, concernant la technologie CCS (« *Carbon Dioxide Capture and Storage* »), à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO_2 (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

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 (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas CO_2. Sur la première période (2005-2007), ces quotas ont couvert les émissions effectives du parc THF. Conformément au plan national d'allocation de quotas de CO_2 pour la période 2008-12, EDF (France métropolitaine) a reçu 14,4 millions de tonnes de quotas au titre de l'année 2010. Dans le même temps, les émissions totales du parc EDF se sont élevées à 15,6 millions de tonnes. EDF a donc eu un déficit de 1,2 millions de tonnes en 2010, nécessitant un recours aux marchés des quotas d'émission de CO_2.

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Le durcissement de cette dernière réglementation pour 2015 constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

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 CO_2 (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire de 65 % 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, qui a représenté 16,9 TWh en 2010, est en hausse d'environ 5,6 % par rapport à 2009. Elle correspond à 3,6 % de la production annuelle d'EDF en France continentale.

La fiabilité du parc thermique à flamme augmente (turbines à combustion comprises), avec un coefficient de disponibilité qui s'établit en 2010 à 80,5 % (78,5% % en 2009), en nette amélioration depuis six ans (64 % en 2004), mais aussi avec des indisponibilités non programmées (fortuites et prolongation d'arrêts) en baisse par rapport à 2009 : 7,3 % en 2010 (8,6 % en 2009).

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le THF. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales THF d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon, entre 200 et 1 500 heures pour le fioul et quelques centaines d'heures pour les turbines à combustion) est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

Partenariat industriel

EDF et Enel ont signé le 30 novembre 2007 un accord qui vise à élargir le partenariat industriel conclu sur le nucléaire à d'autres types de moyens de production. Dans ce cadre, Enel et EDF négocient un accord d'échange de droits de tirage de 165 MW entre la France et la Belgique, fondé sur l'économie des moyens de production CCGT développés respectivement par chacune des parties.

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 note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

EDF a poursuivi en 2010 les travaux de déconstruction amorcés en 2006 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 2010 s'est élevée à 513,3 TWh [1], en hausse de 5,5 % par rapport à l'exercice 2009. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, cette hausse est de 1,9 %.

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité est totale. Chaque client est libre d'opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché d'EDF ou une offre d'un concurrent d'EDF.

Les principaux concurrents d'EDF sur le marché français sont GDF Suez, E.ON (SNET), Alpiq, Enel, POWEO et Direct Energie. Le concurrent principal, GDF Suez, est l'un des premiers énergéticiens au monde. Il dispose de moyens de production d'électricité importants dans le nucléaire et le gaz naturel et développe ses activités partout dans le monde. En France, GDF Suez compte plus de 10 millions de clients ; il est le premier fournisseur de gaz [2].

E.ON (SNET), Alpiq et ENEL ne sont pas présents sur le segment de marché des clients résidentiels.

Un nouvel entrant, Direct Énergie, a construit un portefeuille de plus de 600 000 clients [3] depuis 2003 et a développé Neoen, une filiale dédiée aux énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque.

POWEO, adossé au Groupe Verbund (opérateur autrichien spécialiste dans l'hydroélectricité), produit de l'énergie et dispose d'un portefeuille de près de 385 000 sites clients [4].

Pour approvisionner leurs clients, les commercialisateurs concurrents du groupe EDF ont accès :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 39 TWh mis à disposition en 2010 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

Par ailleurs, l'Autorité de la concurrence, dans sa décision du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité (voir section 6.2.1.3.6 (« Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France »)).

Au 31 décembre 2010, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs disposaient d'une part de marché de 5,2 % des sites résidentiels et de 7,6 % des sites non résidentiels [2].

Les principales dispositions de la loi NOME promulguée le 7 décembre 2010 en matière de concurrence sur la commercialisation d'électricité sont les suivantes :

- les tarifs réglementés de vente d'électricité bleus (puissance inférieure ou égale à 36 kVA) et les tarifs réglementés de vente d'électricité jaunes et verts sont maintenus dans les conditions décrites au paragraphe 6.2.1.2.1.4 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessous ;
- le Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) prendra fin à la date de mise en place effective du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) ;
- l'ARENH est mis en place au bénéfice des fournisseurs concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF pour la fourniture de leurs clients finals en France. Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant :
  - à intervalles réguliers dans l'année (« guichets »), les concurrents d'EDF adressent à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés ;
  - la CRE détermine les droits (*ex-ante*) de chaque fournisseur à l'ARENH à partir des prévisions des fournisseurs et selon des modalités d'allocation fixées par décret, et 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 ;
  - le prix de l'ARENH est fixé par arrêté des Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie pris après avis motivé de la CRE pendant les trois premières années puis sur proposition de la CRE à compter de 2013. À la fin de chaque année, la CRE calcule les droits *ex-post* de chaque fournisseur à partir de la consommation réalisée 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 facturé à chaque fournisseur dont les droits (*ex-post*) se révèlent inférieurs aux droits *ex-ante*.

Les décrets d'application décrivant les modalités précises d'allocation de l'ARENH ne sont pas publiés à la date de publication du présent document de référence.

6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente, les contrats au Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché (TaRTAM) et les contrats en offre de marché

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (EDF et les distributeurs non nationalisés) ;

1. *Source : bilan provisoire RTE EDF Transport 2010, y compris Corse.*
2. *Commission de Régulation de l'Énergie : L'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2010.*
3. *Source : site internet de Direct Énergie.*
4. *Source : communiqué de presse POWEO du 31 mars 2011.*

- les contrats au Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché (TaRTAM). L'accès à ce type de contrat suppose pour le client d'avoir préalablement exercé son éligibilité sur le ou les sites concernés par la demande ;
- les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

6.2.1.2.1.4 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 ont été successivement modifiés par la loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel, la loi du 7 juin 2010 qui a étendu au gaz naturel le principe de réversibilité du tarif réglementé de vente aux clients finals domestiques et la loi NOME du 7 décembre 2010.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME, la situation, par type d'énergie et par catégorie de client, est désormais la suivante :

- électricité
  - 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 de l'électricité. 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 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 au tarif. À compter du 1er janvier 2016, ces mêmes clients ne bénéficieront plus du tarif réglementé de vente pour la consommation de leurs sites souscrivant plus de 36 kVA.

- gaz naturel
  - 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 de durée.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. 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 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 tenir compte des variations de consommation des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour les clients Particuliers par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 un tarif de première nécessité de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004.

Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 a créé 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.

Le tarif est dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « fourniture » (environ 60 % du coût du tarif hors taxes) comprenant : (i) la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts d'investissement dans les moyens de production (y compris aval du cycle et 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) comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE EDF Transport et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dite aussi part « acheminement ».

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement. 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 »). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes et contributions suivantes viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la loi NOME a transposé au 1er janvier 2011 la directive 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). Celle-ci comporte désormais trois niveaux. Les niveaux communal et départemental concernent les consommateurs non professionnels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 250 kVA. Un niveau national est institué pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 250 kVA. Les nouvelles taxes sont assises sur les volumes consommés et non plus sur les montants facturés hors taxes. Le fournisseur d'électricité en est redevable ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA ») qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.6.1.1 (« Régime spécial de retraite »)) et qui figurait jusqu'alors dans les barèmes tarifaires. Elle en a été extraite à l'occasion du mouvement tarifaire de l'été 2009 ;
- la Contribution aux charges de Service Public ou CSPE (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)), qui est fixée pour l'année 2011 à 7,5 €/MWh. Depuis le 1er janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros 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 est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

Évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité

Dans le cadre du Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005, l'État et EDF se sont accordés sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

L'arrêté du 12 août 2010 relatif aux tarifs réglementés de l'électricité a instauré une augmentation moyenne hors taxes des tarifs réglementés de l'électricité de 3 % pour le tarif bleu résidentiel, 4 % pour le tarif bleu non

résidentiel, 4,5 % pour le tarif jaune et 5,5 % pour le tarif vert. Au total, la hausse moyenne pour l'ensemble des tarifs réglementés est de 3,8 %. Dans la continuité du mouvement tarifaire d'août 2009, ce mouvement s'est accompagné d'une réforme de la structure des tarifs visant à résorber les inégalités entre consommateurs et inciter à la maîtrise de l'énergie. Il fait ainsi varier, de manière différenciée, la part liée à l'abonnement et celle liée à la consommation.

Un autre arrêté du même jour relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés a instauré une hausse de ces tarifs de 10 %, en cohérence avec celle des autres tarifs réglementés de vente.

6.2.1.2.1.5 Les contrats au TaRTAM

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie avait prévu la création d'un Tarif réglementé transitoire d'Ajustement du marché (« TaRTAM ») et son application pour une durée de deux ans pour tous les clients ayant exercé leur éligibilité qui en faisaient la demande. Ceux-ci avaient jusqu'au 1er juillet 2007 pour adresser leur demande écrite d'application de ce tarif à leur(s) fournisseur(s) d'énergie. L'arrêté du 3 janvier 2007 précisait que le Tarif réglementé transitoire d'Ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

- 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA ;
- 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

Le TaRTAM a été prolongé trois fois : jusqu'au 30 juin 2010 par la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, puis jusqu'au 31 décembre 2010 par la loi n° 2010-607 du 7 juin 2010, dans la perspective d'une entrée en vigueur de la loi NOME au 1er janvier 2011 et enfin, par la loi NOME du 7 décembre 2010, jusqu'à la date de mise en place effective de l'ARENH.

Seuls les clients qui bénéficiaient du TaRTAM au 31 décembre 2010 continuent à en bénéficier de plein droit pour l'alimentation de leurs sites après cette date, et ils sont engagés à en bénéficier jusqu'à la fin du dispositif. Ils ne peuvent de surcroît modifier les paramètres tarifaires de leurs contrats qu'en cas d'évolution durable de l'activité de leur(s) site(s) se traduisant par une modification de leurs besoins. Enfin, tout client ayant renoncé au TaRTAM au 31 décembre 2010 ne peut y prétendre à nouveau par la suite.

Les évolutions de prix du TaRTAM ont été décorrélées de celles du tarif réglementé de vente par l'arrêté du 12 août 2009 fixant le niveau du Tarif réglementé transitoire d'Ajustement du marché. L'arrêté du 31 août 2010 fixant le niveau du Tarif réglementé transitoire d'Ajustement du marché, publié au Journal Officiel le 16 septembre 2010, a augmenté le barème du TaRTAM de 0,6 % de façon homothétique pour intégrer la hausse du TURPE intervenue au 1er août précédent.

Au 31 décembre 2010, 11 900 sites sont toujours au TaRTAM, dont 2 300 alimentés par EDF. Ils représentent une consommation annuelle de 75 TWh [1], dont 40 TWh pour les sites livrés par EDF. En 2009, 3 500 sites étaient au TaRTAM pour une consommation globale annuelle de 72 TWh dont 41 TWh servis par EDF.

6.2.1.2.1.6 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1er 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 commercialisateur.

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 : la CSPE, la CTA, les taxes locales ou la TCFE à partir de l'entrée en vigueur de la loi NOME, et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.1.4 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

Dans son activité aval, le groupe EDF entend être le leader des solutions énergétiques performantes et bas carbone, en construisant avec ses clients, ses partenaires et les collectivités territoriales un monde de l'énergie avec moins de CO_2. La réalisation de cette ambition passe par le maintien d'une excellente relation client et par la proposition d'offres adaptées aux nouveaux enjeux environnementaux et concurrentiels.

EDF commercialise de l'énergie et des services à plus de 26 millions de clients (hors DOM et Corse), soit plus de 32 millions de sites.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2010 à 410,9 TWh [2], contre 400,4 TWh en 2009.

En 2010, la part de marché électricité d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de 83,4 % [3] contre 85,2 % en 2009.

EDF propose des offres de fourniture de gaz depuis 2005 à tous ses clients éligibles. En 2010, EDF a commercialisé 21,4 TWh auprès de 580 500 sites. À la fin de l'année 2010, EDF fournissait du gaz à environ 572 000 clients, dont 480 000 particuliers (contre près de 530 000 clients, dont environ 438 000 particuliers, à fin 2009).

En 2010, la part de marché gaz d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de l'ordre de 4 % [4] contre 3,75 % en 2009.

Le marché de détail gaz en France représente 11 404 000 sites pour une consommation de 506,6 TWh. Les clients résidentiels (94 % des sites) représentent 27 % de la consommation finale. 1 269 000 sites résidentiels sont en offre de marché, dont 775 000 chez les fournisseurs alternatifs.

1. *Source : Commission de Régulation de l'Énergie : l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2010.*
2. *Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers, et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif corrigé des cut-off.*
3. *Hors DOM & Corse ; hors pertes de réseaux ; y compris autoconsommations EDF.*
4. *Calcul réalisé sur la base de données issues du site du ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement.*

269 000 sites non résidentiels sont en offre de marché, dont 125 000 desservis par les fournisseurs alternatifs [1].

EDF intègre l'efficacité énergétique dans la fourniture de l'électricité grâce à une politique d'offres de fourniture (au tarif ou à prix libres) incitant à la maîtrise de la demande d'énergie et au lissage des pointes de consommation.

Cette gamme d'offres sera progressivement étendue grâce aux technologies numériques et aux compteurs communicants en cours d'expérimentation avec l'objectif d'un pilotage de la consommation plus efficace (voir section 6.2.2.2.3 (« Marché de l'électricité »)).

Au-delà des offres autour de la fourniture d'électricité, EDF développe des solutions optimisant les usages électriques performants (pompe à chaleur dans les bâtiments bien isolés, véhicules électriques, etc.).

Le Groupe accompagne ses clients dans leurs projets énergétiques, de rénovation thermique notamment, via des conseils et la mise en relation avec les professionnels du bâtiment et les installateurs partenaires « Bleu Ciel » d'EDF. Cet accompagnement vise à aider les clients à faire le choix le plus adapté à leur situation pour mieux maîtriser leurs dépenses d'énergies. Elle répond également 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 6.5.1.2 (« Législation française »)).

EDF a ainsi mis en place des plans d'actions d'économies d'énergie lui permettant d'obtenir des Certificats d'Économie d'Énergie (« CEE ») en contrepartie des actions réalisées auprès de ses clients.

Pour répondre aux attentes énergétiques de ses clients, EDF s'appuie sur son ancrage territorial. Présent sur l'ensemble du territoire auprès de ses 26 millions de clients, il assure ainsi un lien fort avec l'essentiel de la population française, le tissu industriel, et l'ensemble des collectivités territoriales et des autorités concédantes. Cette présence permet également de concrétiser les valeurs du service public : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

Ainsi, la démarche du Groupe vis-à-vis des clients démunis a pour objectif d'accompagner les pouvoirs publics dans la lutte contre la précarité énergétique en se focalisant sur la préservation de l'accès à l'énergie. Cette démarche intègre la promotion et la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie, l'accompagnement des clients en difficulté, la contribution au Fonds de Solidarité pour le Logement et la prévention au travers de partenariats avec les acteurs du monde associatif.

Enfin EDF poursuit ses efforts dans le renforcement de sa performance opérationnelle qui passe notamment par une stratégie de contact et de commercialisation *via* plusieurs canaux.

6.2.1.2.2.2 L'activité par catégories de clients

A. Les clients particuliers et professionnels

EDF compte 25,8 millions de clients particuliers et professionnels. Pour l'exercice 2010, le volume de ses ventes s'élève à 169,1 TWh d'électricité et 8,4 TWh de gaz naturel. À fin décembre 2010, le nombre de clients en gaz sur le marché des particuliers s'élève à 480 000, et à 83 000 sur le marché des professionnels.

Pour les particuliers, la politique commerciale d'EDF est axée sur la maîtrise de l'énergie et le confort dans l'habitat. Pour les professionnels, EDF propose une gamme d'offres combinant fourniture et services et proposant des solutions énergétiques économiques et faiblement émettrices en CO_2. La palette de services et de diagnostics proposés permet aux clients Professionnels de se concentrer sur leur activité et d'accroître leur performance.

La fourniture d'énergies

Depuis 2005, EDF propose à ses clients professionnels une offre de gaz naturel et depuis le 1er juillet 2007 pour ses clients particuliers, une offre de gaz naturel et une offre électricité à prix de marché : « Mon contrat gaz naturel » et « Mon contrat électricité ».

Pour la commercialisation de ses services sur le marché de masse (plus de 32 millions d'appels entrants, 98,5 millions de factures clients par an), EDF a développé plusieurs canaux de contact et de commercialisation : 139 boutiques réparties sur tout le territoire, près de 60 Centres de Relations Client (CRC) fournissant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, plusieurs centaines de vendeurs de terrain, un portail vocal automatisé, un site Internet et un réseau d'environ 5 500 partenaires-installateurs qualifiés « Bleu Ciel » d'EDF dans le domaine de la rénovation thermique performante.

En 2010, EDF a renforcé ses actions pour améliorer la satisfaction de ses clients et accroître la performance de ses canaux de commercialisation et de contact : refonte complète du site internet, lancement de la première application I-Phone, etc.

Les offres

Les offres « Bleu Ciel » d'EDF pour les clients particuliers

C'est la marque « Bleu Ciel » d'EDF qui porte l'ensemble des offres et services destinés aux clients particuliers : (i) les services « autour de la fourniture » : sécurité des installations intérieures (Diagnostic Sécurité Electrique), assurance (Assurance Facture Energie « AFE »), maîtrise des consommations (« Suivi Conso »), assistance au dépannage électrique et plomberie (« ADEP »), solutions de paiement (« Prêt Habitat Neuf », « Prêt Rénovation Bleu Ciel d'EDF »), modalités de paiement (facture électronique, Service Relevé Confiance...) ; et (ii) les services « autour des moments-clés » : emménagement, projets de construction ou d'amélioration du confort thermique. La gamme d'offres déployée comprend notamment des conseils, des diagnostics, un accompagnement personnalisé (offres Objectif Travaux et Estimation Travaux) et des offres de financement pour tout projet de confort thermique dans l'habitat, y compris l'entretien et la maintenance des installations assurés par des Partenaires « Bleu Ciel » d'EDF.

EDF a conclu plusieurs partenariats commerciaux pour soutenir ces offres, et notamment avec :

- Cardif pour la mise en place d'une convention d'assurance collective qui couvre le règlement des factures d'électricité et de gaz en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF (« AFE ») ;
- le Crédit Foncier pour proposer un « Prêt habitat neuf » pour tout client Particulier ayant un projet de construction conforme aux prescriptions techniques « Bleu Ciel d'EDF » ;
- Texeurop pour la réalisation du service Estimation Travaux.

Par ailleurs, une coopération a été mise en œuvre avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service « Assistance Dépannage » pour les clients résidentiels comme pour les clients professionnels.

Les offres « EDF Pro » pour les clients professionnels

EDF a regroupé sous la marque « EDF Pro » l'ensemble de ses offres aux clients professionnels. L'objectif d'EDF Pro est de simplifier la vie de ces clients en leur apportant des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique, optimiser leur facture, bénéficier

d'assistance dépannage ou encore respecter l'environnement tout en conciliant performance et continuité de l'activité.

Si tous les professionnels partagent des préoccupations communes (recherche de performance énergétique, expertise, fiabilité de leur approvisionnement), chaque secteur d'activité et chaque métier associé ont des besoins spécifiques. Face à cette diversité, EDF Pro présente un ensemble de services et d'options qui s'adaptent au mieux aux attentes de tous les clients Professionnels en matière d'éclairage, de chauffage ou de climatisation. EDF aide également les clients Professionnels qui souhaitent déménager ou entreprendre des travaux de rénovation de leur local commercial.

La production de certificats d'économies d'énergie

Concernant les particuliers et les professionnels, 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 près de 1 200 000 rénovations, dont 30 % dans les logements sociaux, depuis mi-2006 ;
- de la politique partenariale d'EDF qui permet aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « Partenaire Bleu Ciel d'EDF » sous certaines conditions. 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 environ 5 500 professionnels 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 FEEBAT (Formation aux Économies d'Énergie des salariés et artisans des entreprises du BÂTiment) : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (« ADEME ») pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation de près de 32 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie ;
- la refonte des règles de l'art des métiers du bâtiment : 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, ces nouvelles règles permettront d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations ;
- la diffusion de plus de 10 millions de Lampes Basse Consommation en 2009 et 2010 dans le cadre de la convention avec le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, l'ADEME, Recylum, la Fédération des Magasins de Bricolage (« FMB ») et la Fédération des Commerces de Distribution (« FCD »).

La politique de solidarité

EDF mène de nombreuses actions, notamment en matière de prévention, sur l'ensemble du territoire pour sensibiliser et responsabiliser les clients particuliers à la gestion de leur budget énergies.

Les clients disposant de faibles ressources peuvent accéder aux tarifs sociaux de l'énergie qui donnent droit à une réduction sur leurs factures d'électricité et de gaz naturel ainsi qu'à la gratuité de la mise en service. Fin 2010, 615 000 foyers (métropole, Corse et DOM) bénéficient du Tarif de Première Nécessité (« TPN »), et 9 300 bénéficient du Tarif Spécial de Solidarité Gaz.

En 2010, EDF a également contribué à hauteur de 22 millions d'euros au Fonds de Solidarité pour le Logement (« FSL »). Ce fonds, qui permet la prise en charge de tout ou partie de la facture d'électricité de clients rencontrant des difficultés, participe à l'apurement des factures impayées. En 2010, il a permis d'aider près de 200 000 ménages.

En outre, depuis avril 2010, au-delà de ses obligations légales, EDF propose à ses clients en difficulté de paiement l'offre « accompagnement énergie ». Cette offre, qui regroupe un ensemble de services et de conseils sur les tarifs, les usages, la maîtrise de l'énergie ainsi que sur les facilités de paiement en cas de besoin, apporte une réponse et un accompagnement personnalisés. En 2010, 132 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie aujourd'hui sur 176 points d'accueil de proximité en complément de son réseau de boutiques et a développé de nombreux partenariats avec des associations spécialisées dans la médiation sociale.

EDF soutient aussi des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie et à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats (acteurs associatifs, bailleurs sociaux, etc.) en apportant une aide financière et en partageant son expertise dans le domaine de l'énergie :

- EDF s'est associé en novembre 2009 à la Fondation Abbé Pierre pour créer des logements sociaux économes en charges, respectueux de l'environnement et accessibles aux familles les plus vulnérables, dans le cadre du programme « 2 000 toits pour 2 000 familles » de la Fondation. L'objectif est d'offrir un toit à 2 000 familles mal logées à l'horizon 2011 et de prévenir les situations de précarité énergétique. EDF contribue au financement des travaux d'amélioration des performances énergétiques dans ce type d'habitat et conduit des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie auprès des familles.
- EDF s'est également associé à SOS Familles / Emmaüs France, et au Secours Catholique pour accompagner les ménages en difficulté et en situation de précarité énergétique, et promouvoir les bonnes pratiques en matière de maîtrise de l'énergie.
- Enfin, EDF a réaffirmé son engagement auprès de l'association Unis-Cités qui œuvre pour la promotion du service civique. Au travers du programme « Mediaterres », l'association permet à de jeunes volontaires d'accompagner des ménages fragiles dans la gestion de leur budget, de leur apprendre les gestes éco-citoyens et de les aider à faire des économies d'eau et d'énergie.

B. Les clients entreprises

EDF compte près de 218 000 clients entreprises pour des ventes d'électricité s'élevant à 198,3 TWh pour l'exercice 2010 et à 11,9 TWh pour le gaz naturel à périmètre équivalent. En 2009, l'entreprise comptait 227 000 clients pour des ventes d'électricité de 220,2 TWh et de 12,5 TWh pour le gaz naturel. Cette baisse est due en grande partie (18 TWh) au transfert des ELD à la Division Collectivités Territoriales, organismes Bailleurs Sociaux et Entreprises Locales de Distribution. Un climat en 2010 plus rigoureux qu'en 2009 et la croissance de la demande tendent à compenser l'érosion de la part de marché enregistrée sur le haut de portefeuille.

EDF, au travers de sa marque « EDF Entreprises », accompagne ses clients entreprises 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, tant économique qu'environnementale. Dans ce cadre, EDF a mis en place depuis 2009 l'Observatoire des Énergies d'Entreprises, un lieu d'échange pour mieux comprendre les comportements des entreprises dans un contexte énergétique en pleine évolution.

En 2010, EDF a continué à moderniser sa gamme d'offres pour accompagner les clients pour leur fourniture d'électricité vers des solutions de marché compétitives et adaptées au futur environnement défini par la loi NOME. EDF a également étoffé sa gamme de services permettant aux clients d'optimiser leurs projets d'efficacité énergétique.

EDF et Exeltium, consortium réunissant des industriels électro-intensifs, ont conclu le 31 juillet 2008 un contrat de partenariat industriel relatif à leur approvisionnement en énergie électrique sur le long terme. Ce contrat a fait l'objet d'un dialogue soutenu avec la Commission européenne, dont les observations ont nécessité l'adaptation de l'accord initial afin d'en assurer la conformité avec le droit communautaire de la concurrence. La mise en place par Exeltium du dispositif de financement de ce contrat a ensuite été ralentie du fait de la crise économique. Le groupe EDF et Exeltium ont pu finaliser le 25 mars 2010 les conditions de mise en œuvre de ce contrat en deux phases, avec un démarrage au 1er mai 2010 des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels électro-intensifs français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat moyennant le versement d'une avance de 1,7 milliards d'euros. Ce contrat contribuera à la poursuite des investissements d'EDF dans le renouveau de son parc nucléaire et à la sécurisation d'une partie de l'approvisionnement en énergie électrique des clients industriels, actionnaires d'Exeltium, pendant une durée totale de 24 ans.

Les offres

En complément de ses offres d'électricité et de gaz, EDF dispose d'une gamme de services spécialement adaptés aux plus grands clients ainsi qu'aux grandes entreprises et PME-PMI : services d'aide à la gestion quotidienne des contrats (facturation multi-sites, suivi des consommations…) et à la maîtrise des dépenses et des consommations d'énergie (diagnostics, compensation carbone, suivi et valorisation des économies réalisées), etc.

EDF a par ailleurs mis en place des services dédiés aux Grands Comptes 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 11 pays européens propose ainsi des solutions énergétiques multi-pays ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et leurs émissions de CO_2 à travers la mise en œuvre de contrats de progrès. Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités ; ils proposent des actions à mettre en œuvre et garantissent les résultats. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie, souvent générateurs de CEE.
- le trading de CO_2 pour les entreprises soumises au Plan National d'Allocation des Quotas (« PNAQ »).

EDF commercialise depuis 2005 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. L'offre en gaz est également enrichie de services de gestion et de services de conseil (suivi Internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

Dans le cadre de la production de certificats d'économies d'énergie, EDF accompagne les entreprises de toute taille dans leurs projets d'efficacité énergétique et leur mise en œuvre dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables, l'amélioration des procédés industriels, en relation avec les filiales de services d'efficacité énergétique du groupe EDF. Les prestations proposées 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 télésuivi des performances énergétiques, etc.

C. Les collectivités territoriales, bailleurs sociaux et Entreprises Locales de Distribution (ELD)

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 renforcé son ancrage territorial en proposant à chaque collectivité, quelle que soit sa taille, un interlocuteur identifié de proximité. Ce dispositif de relation personnalisée, qui compte aujourd'hui plus de 250 interlocuteurs EDF, a été élargi en 2010 aux bailleurs sociaux et aux ELD.

EDF agit dans quatre domaines pour ces clients : réponse aux problématiques énergétiques des clients (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins énergétiques), accompagnement dans leurs différents projets (Plan Climat Territorial, Eco-quartiers, Villes durables, ...), signature des contrats de concession pour la partie « fourniture » en relation avec ERDF (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)) et développement d'offres de mobilité durable auprès des collectivités territoriales.

EDF gère ainsi plus de 57 000 clients sur ce marché : des 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.)), 831 organismes publics et privés de gestion de l'habitat social (bailleurs sociaux) et 150 ELD.

L'ensemble des ces clients représentent environ 1,1 million de contrats d'électricité, dont 248 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 43,5 TWh et 1 200 contrats de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1 TWh. À cela s'ajoutent les 18,1 TWh d'électricité vendus aux ELD.

Les offres et solutions

Sont proposés aux clients :
- la fourniture d'électricité et de gaz naturel, dont une offre électricité « Équilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables ;
- des services de gestion adaptés aux clients collectivités et bailleurs sociaux, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet, la facture électronique ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;

- une Offre Montants de Charges (« OMC ») destinée aux bailleurs sociaux. Elle vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des certificats d'économies d'énergie. En 2010, 111 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement par cette offre ;
- la signature de 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'Energie (« MDE ») et d'énergies renouvelables ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes afin de répondre aux exigences du Grenelle de l'environnement telles que : l'offre « Analyse Énergétique Patrimoine » qui permet aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO_2 à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multi-critères éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques…) ; une gamme de Conseils MDE et ENR qui permet, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis des bâtiments sélectionnés, de bâtir un programme de travaux optimal ; et l'offre « Analyse Energétique Territoriale » qui permet, en amont d'un projet d'aménagement du territoire, d'évaluer les solutions énergétiques locales les mieux adaptées selon des critères sociétaux, économiques et environnementaux ;
- 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 ;
- un accompagnement en matière de sensibilisation *via* des outils de communication et d'animations innovants : formations, kit éco-geste…

La promotion des véhicules électriques

Le groupe EDF est engagé dans la promotion du véhicule électrique pour accompagner ses clients vers des modes durables de mobilité participant aux objectifs de réduction de CO_2.

Il a développé une politique de partenariats active et ouverte sur les différentes solutions technologiques développées par les constructeurs (Véhicules Électriques (« VE ») autant que Véhicules Hybrides Rechargeables (« VHR »)) aux côtés d'acteurs européens tels que Renault, PSA, BMW, Daimler, et de précurseurs tel Toyota, leader dans le domaine des VHR.

Ces partenariats se sont concrétisés par le démarrage en avril 2010 de la démonstration menée conjointement avec Toyota d'une centaine de VHR à Strasbourg, le lancement en juin 2010 de l'expérimentation de 60 Smart-Ed menée par EDF Energy et Daimler, et le test à partir de fin décembre 2010 de 50 MINI E avec BMW à Paris.

À l'occasion du Mondial de l'Automobile à Paris en octobre 2010, EDF a annoncé le lancement en 2011 d'offres d'accompagnement des clients (particuliers, entreprises ou collectivités territoriales) qui souhaiteront installer des points de charge pour véhicules électriques.

L'année 2010 a vu également la confirmation de l'engagement des pouvoirs publics dans la promotion des véhicules électriques avec la signature par 13 villes-pilotes d'une charte pour le développement des infrastructures de charge, dans le cadre du plan national pour le véhicule décarboné lancé en 2009 par le Gouvernement Français.

6.2.1.2.2.3 La création du Pôle Gaz

Les activités d'optimisation du portefeuille gaz sont portées depuis le 1er octobre 2010 par le Pôle Optimisation Amont Aval Gaz (Pôle Gaz) créé au sein de la Direction Commerce.

Le Pôle Gaz a pour vocation principale de gérer l'équilibre entre les actifs amont (contrats d'approvisionnements long terme, capacités de stockages, capacités de transport) et les prévisions de vente, dans le respect du mandat de risque donné par la tête de Groupe.

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 sur les actifs amont, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

Pour les transactions sur les marchés de gros, le Pôle Gaz s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF.

Il gère aussi la relation contractuelle et les facturations aux contreparties externes (y compris EDF Trading) pour les contrats d'approvisionnement et d'accès aux infrastructures gazières.

Le Pôle Gaz gère environ 30 TWh de contrats d'approvisionnement.

La création du Pôle Gaz au sein de la Direction Commerce a pour objectif de rendre la Direction Commerce responsable de sa politique de couverture en lien avec sa politique commerciale, de la gestion du mandat de risque et du résultat financier associé. En cohérence avec sa place de nouvel entrant sur le gaz en France, cette organisation intégrée au sein de la Direction Commerce permet de réduire les interfaces et d'améliorer la réactivité d'ensemble de l'activité Gaz.

6.2.1.2.2.4 Les filiales de services en appui du développement de l'efficacité énergétique

EDF a décidé en 2006 d'intensifier l'engagement du Groupe dans les services d'efficacité énergétique. Les filiales de services portent cette ambition 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.

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. Elle assure la mise en œuvre de solutions globales de réduction des dépenses énergétiques et des émissions de CO_2 comme : l'amélioration des processus industriels, la conception-réalisation de centrales d'énergies et la production de fluides et l'amélioration de l'efficacité énergétique de bâtiments tertiaires et industriels.

Les solutions techniques proposées relèvent notamment du génie climatique, du génie électrique, des énergies renouvelables, de l'isolation, des systèmes de chauffage, de refroidissement et d'éclairage, de la

communication à destination des utilisateurs, du pilotage et du contrôle des performances.

Les principaux concurrents d'EOS sont des acteurs verticalement intégrés comme le groupe GDF Suez ou les BTPistes, ainsi que des groupements associant des majors spécialisées dans le BTP et les services énergétiques comme Eiffage, Vinci, Dalkia ou Schneider.

Everbat
Société détenue à hauteur de 100 % par EDF, Everbat répond en tant qu'entreprise générale aux lots techniques (chauffage, rafraîchissement, eau chaude sanitaire, photovoltaïque, etc.) des appels d'offres publics et privés des collectivités locales, des promoteurs immobiliers, des bailleurs sociaux et également des industriels.

Chauffagistes

Fahrenheit
Société détenue à 100 % par EDF, Fahrenheit 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. Sa principale marque commerciale est « Chaleur Maintenance » (« CHAM »).

Fahrenheit se développe dans le domaine de l'entretien et la maintenance des pompes à chaleur (« PAC »).

Bureaux d'études

Bastide-Bondoux, ETC et ICR-LBE
Ces bureaux d'études, détenus à 100 % par EDF (86 % pour ICR-LBE), réalisent des études thermiques et des prestations de conseil et d'optimisation pour tout bâtiment neuf ou existant, résidentiel, tertiaire ou industriel.

Intégration des systèmes électriques intelligents à l'aval

Netseenergy
Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe et produit historiquement la gamme de services « Télésuivi courbe de charge » (ex « Adviso ») qui permet aux clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet. Depuis 2010, la société commercialise une nouvelle gamme de téléservices d'efficacité énergétique sur le marché d'affaires. Elle oriente également une part croissante de ses activités de recherche sur le domaine actuellement très dynamique et porteur des *smart grids*, et plus particulièrement de l'effacement à distance d'usages électriques pour lisser les pointes de consommation électrique.

EDEV Téléservices (Edelia)
Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment l'expérimentation « OpCo » en Bretagne d'effacement diffus des clients résidentiels). Edelia conçoit et développe une solution complète industrielle pouvant aller jusqu'à 100 000 clients (affichage, pilotage des équipements de la maison, gestion des offres tarifaires expérimentales, etc.). Dans le cadre de ses projets expérimentaux, Edelia développe une solution interconnectée avec les solutions Linky et compatible avec l'ensemble des systèmes d'économie d'énergie installés par les clients.

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 détient une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par CETELEM (filiale du groupe BNP Paribas).

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers 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 48 000 prêts en 2010.

Traitement des déchets

• Voir la section 6.4.1.2 « Tiru ».

6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading

6.2.1.3.1 Rôle et missions de la DOAAT

Les activités d'optimisation et de trading sont regroupées au sein de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (« DOAAT »).

La 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 amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long terme d'électricité, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés ;
- ressources aval : contrats de fourniture long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, enchères de capacités de production (VPP), ventes aux fournisseurs alternatifs en France, capacités d'effacements contractuelles.

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 – 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.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF.

La DOAAT assure également l'activité de structuration gaz pour le Groupe.

La DOAAT représentait 420 salariés en France à fin décembre 2010 et EDF Trading emploie environ 910 salariés, principalement en France et en Grande-Bretagne.

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 optimise la marge brute énergies de l'ensemble Commercialisation et 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, et ce, aux différents horizons de temps.

6.2.1.3.2.1 Optimisation de l'équilibre amont/aval électricité

À long terme (5 ans et plus), la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

À moyen terme (5 à 3 ans), 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 sont alors : (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 ; (ii) les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; (iii) l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également sur des horizons plus courts (3 ans à 1 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 jusqu'à environ 2 300 MW [1] et, entre 2 années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponible peut atteindre jusqu'à 15 TWh. 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 CO_2.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter la probabilité à 1 % pour EDF de devoir effectuer des achats sur les marchés spot (la veille pour le lendemain) pour satisfaire son portefeuille d'engagements commerciaux. 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/ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, EDF Trading étant en charge de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT de façon exclusive. La DOAAT n'est pas habilitée à effectuer des arbitrages économiques sur les marchés de gros.

À court terme, de l'horizon hebdomadaire à l'infra journalier, la DOAAT porte, vis-à-vis de RTE EDF Transport, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, et EDF s'engage à compenser financièrement RTE EDF Transport en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE EDF Transport 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 (déplacements d'arrêts/essais, 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 même 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.

Sous l'égide de l'Union Française de l'Électricité (« UFE »), et à l'instar d'autres producteurs français, EDF a participé à la mise en place d'un dispositif de communication quotidienne d'information sur la production réalisée de ses installations ainsi que sur leurs prévisions de disponibilité. En outre, depuis décembre 2010, les arrêts fortuits des unités de production de puissance nominale supérieure à 100 MW sont publiés sous 30 minutes. Ce dispositif est géré par la DOAAT.

6.2.1.3.2.2. Structuration gaz

La DOAAT est responsable de la structuration du portefeuille gaz du groupe EDF. Pour ce faire, elle agrége tout d'abord les besoins en gaz des différentes entités du Groupe (sociétés contrôlées ou besoins en propre d'EDF), que ce soit pour la vente au client final ou pour la production d'électricité. Puis elle construit une structure du 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 d'actifs physiques.

6.2.1.3.3 EDF Trading

Le négoce de commodités énergie est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes et besoins des producteurs et des fournisseurs doivent être pris en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, des combustibles fossiles et des permis d'émission de CO_2 pour le compte d'EDF. À ce titre, EDF Trading est

1. *Source RTE EDF Transport.*

notamment chargée de l'achat et de la vente de capacités de transport de gaz et d'électricité au sein des réseaux européens et de l'approvisionnement en combustible des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2010, EDF Trading a négocié 3 306 TWh d'électricité, 120 milliards de thermes de gaz naturel, 411 millions de tonnes de charbon, 813 millions de barils de pétrole (produits dérivés pour l'essentiel) et 233 millions de tonnes de certificats d'émission de CO_2 environ.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur Optimisation Amont Aval Trading siège au Conseil d'administration d'EDF Trading.

EDF Trading Ltd est une société de droit anglais, filiale à 100 % d'EDF, et qui agit sur les marchés par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % EDF Trading Markets Ltd basée à Londres et réglementée par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (la « *Financial Services Authority* »).

Le 30 octobre 2008, EDF Trading a acquis, auprès de Lehman Brothers, la société Eagle Energy Partners I, L.P. (« Eagle ») devenue depuis le 5 octobre 2009 EDF Trading North America LLC. EDF Trading North America est une société basée à Houston (Texas) qui opère dans le domaine de l'optimisation et du trading de gaz, de charbon et d'électricité aux États-Unis.

Ses activités sont majoritairement centrées autour de :
- l'optimisation de moyens de production d'électricité et la gestion de l'équilibre offre / demande ;
- l'optimisation d'actifs de transport et de stockage de gaz ;
- la fourniture de services de couverture des risques liés aux prix des énergies.

6.2.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros de l'électricité. Elle assure ainsi l'optimisation et la mise en œuvre des achats / ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme de la DOAAT. Depuis 2006, afin de faciliter ces opérations, EDF Trading dispose d'une succursale de *trading* en France chargée plus particulièrement des activités de *trading* journalier et infra-journalier sur les marchés de l'électricité, notamment en France et en Allemagne. L'entité agit sous le contrôle d'EDF Trading et intègre l'ensemble des processus de gestion et de contrôle des risques d'EDF Trading.

EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants d'électricité en Europe. EDF Trading a également développé une présence significative sur les marchés de l'électricité en Europe de l'Est et aux Etats-Unis, en appui à la stratégie de développement du groupe EDF.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité repose sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement, a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années, en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, ce développement reste encore limité dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont souvent besoin d'une livraison physique des produits.

Le 17 avril 2009, EDF Trading North America a étendu ses activités dans le domaine du négoce d'électricité par le rachat d'un portefeuille de contrats détenu par Constellation dans l'ouest du pays. En avril 2010, EDF Trading North America a procédé à l'acquisition des systèmes de négoce et d'information d'Epic Merchant Energy, ce qui lui a permis de gagner en efficacité parmi ses concurrents au sein du marché ERCOT du Texas. En octobre 2010, EDF Trading a par ailleurs acquis une participation minoritaire dans le capital de Champion Energy Services, fournisseur d'électricité américain, afin d'étendre encore son activité de gros sur le marché de l'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading a également signé un contrat avec Seattle City Light portant sur la location de capacités de transport pendant les cinq prochaines années. EDF Trading gère 13 000 MW de production sur l'ensemble du continent nord-américain.

6.2.1.3.3.2 Négoce de droits d'émission de CO_2

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de CO_2. EDF Trading est par ailleurs l'interface exclusive d'EDF et d'EDF Energy avec les marchés de gros pour leurs opérations de couverture. EDF Trading est également actif sur le marché des mécanismes de développement propre (« MDP »). Ce dispositif, défini par le Protocole de Kyoto, permet d'acquérir des crédits d'émission générés par des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents. EDF Trading s'est également vu confier en 2006 la gestion du Fonds Carbone Groupe, lancé par EDF et associant les principales sociétés du groupe EDF (EDF, EDF Energy, Edison) et EnBW. Grâce à la mutualisation des capacités du Groupe en matière d'achat de crédits d'émissions, ce Fonds dispose d'une capacité d'achat de près de 300 millions d'euros et se positionne donc comme l'un des principaux acteurs du marché des mécanismes de développement propre. Avec la création de ce Fonds, les différentes sociétés du groupe EDF consolident leur stratégie de couverture CO_2 en diversifiant leurs ressources en permis d'émission.

En mars 2010, EDF Trading a acheté un portefeuille de certificats d'énergies renouvelable (*Renewable energy certificates* – « REC ») auprès de la division Marchés de l'environnement d'Integrys Energy Services, ce qui lui permet à présent de négocier des REC aux États-Unis.

En juillet 2010, EDF Trading a fait l'acquisition d'Energy Systems International (« ESI »), une entreprise chinoise spécialisée dans le développement de projets sur le marché des mécanismes de développement propre. Pour EDF Trading, cette transaction constitue un solide tremplin qui lui permettra de poursuivre son développement sur le marché chinois, toutes marchandises confondues.

6.2.1.3.3.3 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère principalement au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. EDF Trading intervient sur tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes *offshore* jusqu'à la livraison à ses contreparties du marché de gros, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros du gaz. L'entreprise assure l'optimisation et la mise en œuvre des achats / ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme pour le compte d'EDF.

EDF Trading intervient également sur le marché du gaz naturel liquéfié (« GNL »), sur lequel elle renforce son activité depuis 2007, grâce à un

contrat conclu avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited (II) (« RasGas »), et en 2008 avec la signature d'un accord avec The Dow Chemical Company (« Dow ») sur le partage de capacités de regazéification de gaz naturel liquéfié.

Par ailleurs, le 20 octobre 2009, EDF Trading et la filiale de négoce de Gazprom ont conclu un accord prévoyant des échanges de livraison de gaz naturel entre les États-Unis et l'Europe, portant sur 0,5 Gm3/an sur les 5 prochaines années.

En novembre 2010, EDF Trading a réceptionné son centième navire méthanier, soulignant ainsi son rôle phare sur ce marché. Sur le marché américain du gaz, EDF Trading figure parmi les 10 premiers acteurs de ce marché.

6.2.1.3.3.4 Négoce de charbon et de fret

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques à flamme. EDF Trading est également responsable de l'approvisionnement des centrales thermiques d'EDF Energy en ce qui concerne les achats de charbon à l'international. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et financiers du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre. EDF Trading détient également ses propres terminaux de charbon à Amsterdam et, en avril 2010, a acquis une nouvelle grue flottante d'environ 12 mètres venant compléter son parc de grues. Aux États-Unis, les activités d'EDF Trading sont concentrées sur le trading et la logistique terrestre et maritime avec notamment des capacités d'exportation long terme.

Depuis avril 2010 et l'extension de sa joint venture créée fin 2007 avec Chubu Electric Power Company, EDF Trading assume la responsabilité de la totalité de l'approvisionnement en charbon de Chubu.

En juillet 2010, EDF Trading a signé un accord avec le groupe australien Continental Coal. L'opération prévoit un contrat exclusif d'une durée de 20 ans qui concerne l'exportation et la commercialisation de l'ensemble des mines en production et des futurs projets dans le charbon de Continental Coal en Afrique du Sud.

En août 2010, EDF Trading a ouvert un bureau à Singapour qui se consacre, pour l'essentiel, à des activités dans le charbon et le carbone. Un élargissement à d'autres commodités énergétiques n'est cependant pas exclu.

En décembre 2010, EDF trading a reçu la livraison du nouveau navire de type « *capesize*[1] », le « Cape Agnes » venant compléter sa flotte de fret. Ce navire a été construit sur le chantier naval d'Imabari au Japon en joint venture avec Mitsubishi. Lors de son voyage inaugural, le « Cape Agnes » transportait un chargement de charbon de l'Australie vers l'Europe.

6.2.1.3.3.5 Négoce de pétrole

EDF Trading est actif sur les marchés financiers du pétrole, notamment afin de gérer l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers. Les activités de négoce dans ce domaine consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille gazier et à développer le *trading* autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés, toujours dans le strict respect des limites de risques fixées par le Conseil d'administration.

6.2.1.3.3.6 Négoce de biomasse

En 2007, EDF Trading a acquis la société Renewable Fuel Supply Limited (« RFSL »). RFSL est active dans la fourniture de biomasse, la logistique associée et l'appui technique aux producteurs d'électricité souhaitant mettre en place une alimentation bi-combustible (biomasse et charbon) de leurs centrales au charbon. En 2010, EDF Trading a commencé à acheter et à optimiser des certificats d'énergie renouvelable (ou « *Renewables Obligation Certificate* » – « ROC ») pour le compte exclusif d'EDF Energy.

6.2.1.3.3.7 Partenariat avec Crédit Agricole-CIB

Le 13 mai 2009, EDF Trading et Crédit Agricole-CIB ont signé un accord de partenariat pour la création d'une joint venture venant compléter l'activité de financement et d'origination de Crédit Agricole-CIB.

Cette joint venture propose aux clients de Crédit Agricole-CIB des offres commerciales comme par exemple le financement d'infrastructures énergétiques incluant la couverture de risques étendue aux commodités énergétiques. Elle ouvre pour EDF Trading des perspectives nouvelles de développement organique.

EDF Trading met à disposition de la joint venture des experts dans le domaine de l'exécution des opérations et de la gestion des risques sur les marchés de gros de l'énergie ainsi que son infrastructure opérationnelle. Crédit Agricole-CIB contribue en apportant sa base de clients ainsi que les ressources financières nécessaires aux activités de *trading* de la joint venture.

Cette joint venture, basée dans les locaux de Crédit Agricole-CIB à Londres, a effectué ses premières opérations en novembre 2009.

6.2.1.3.4 Les enchères de capacité

La DOAAT d'EDF gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne lors de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagé depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français.

Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé en septembre 2006 un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

À la suite du rachat par le Land du Bade-Wurtemberg de la participation détenue par le groupe EDF dans EnBW, EDF va se mettre en relation avec la Commission Européenne afin d'étudier le devenir des engagements VPP pris dans le cadre de la mise à disposition de capacités de production.

Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel. En 2010, près de 39,4 TWh ont ainsi été mis à disposition du marché (38 TWh en 2009).

1. *Les navires de taille capesize sont trop gros pour passer par le canal de Suez ou de Panamá et empruntent le cap de Bonne-Espérance ou le cap Horn.*

6.2.1.3.5 Contrats d'achat/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, EGL, Alpiq et POWEO.

En 2010, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 49,4 TWh et 2 TWh.

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 6.2.1.1.3.1 (« 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).

6.2.1.3.6 Fourniture d'électricité á des fournisseurs alternatifs en france

Par sa décision du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité d'électricité significative, de 1 500 MW en base, soit un volume d'environ 10 TWh/an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

Pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, le prix en euros courants, fixé à 36,8 euros/MWh en 2008, puis à 39,4 euros/MWh en 2009 et à 42 euros/MWh en 2010, atteindra 47,2 euros/MWh en 2012.

Ces volumes ont été attribués lors de trois appels d'offres successifs ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications, qui ont eu lieu en 2008 et 2009, ont permis à 9 fournisseurs alternatifs d'acquérir 1 500 MW, soit la totalité de l'énergie proposée par EDF.

En 2010, les volumes d'électricité totaux mis à disposition par EDF par le biais de ce mécanisme ont représenté 7,8 TWh.

6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :
- le transport, géré par RTE EDF Transport (RTE) ;
- la distribution, gérée par ERDF ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI »).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) »)).

6.2.2.1 Transport – RTE EDF Transport

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE EDF Transport est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 46 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE EDF Transport au cœur du marché européen de l'électricité. RTE EDF Transport 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.

La filialisation de RTE EDF Transport a été mise en œuvre durant l'année 2005 et la société, filiale à 100 % d'EDF, a été consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe jusqu'au 31 décembre 2010. EDF a procédé le 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires (voir la note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010). Cette opération, approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 14 décembre 2010, a obtenu les autorisations administratives nécessaires. A la suite de cette opération, RTE EDF Transport reste détenu à 100% par EDF mais le changement de gouvernance qui a accompagné l'opération (voir la section 6.2.2.1.1 (« Organisation de RTE EDF Transport ») ci-dessous) conduit le Groupe EDF à ne plus consolider RTE EDF Transport par intégration globale, mais par mise en équivalence, à compter du 31 décembre 2010.

RTE EDF Transport 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.

En 2010, le groupe RTE EDF Transport a réalisé un chiffre d'affaires de 4 396 millions d'euros, un excédent brut d'exploitation de 1 526 millions d'euros [1].

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE EDF Transport au cours des trois dernières années :

(TWh)	2008*	2009*	2010**
Injections			
Production	549,1	519,1	550,3
Soutirages			
Énergie prélevée pour le pompage	6,6	6,7	6,5
Livraisons (y compris pertes)	494,5	486,7	513,3
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES	**48**	**25,7**	**30,5**

* *Données définitives issues des Bilans électriques RTE EDF Transport 2008 et 2009.*

** *Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2010 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2011 : www.rte-france.com).*

1. *Source : comptes consolidés 2010 du groupe RTE EDF Transport.*

Bilan énergétique 2010 [1]

La consommation intérieure française d'électricité a atteint 513,3 TWh, en hausse de 5,5 % (+26,6 TWh) en 2010 par rapport à 2009. Les clients directs raccordés au réseau de RTE EDF Transport affichent une augmentation de leur consommation de 3,7 % (+2,8 TWh). La consommation finale des clients desservis par les réseaux de distribution augmente de 5,6% (+20,2 TWh) Les conditions météorologiques rencontrées en 2010 ont entrainé un supplément de consommation de 17,4 TWh par rapport à 2009 et de 25,2 TWh par rapport à des conditions météorologiques normales. La consommation intérieure corrigée de l'impact des aléas météorologiques atteint 488,1 TWh en 2010, en hausse de 1,9% par rapport à 2009 (+9,2 TWh).

En données brutes, cette hausse est constatée sur le réseau de transport comme sur les réseaux de distribution. Elle est due en grande partie à celle des « professionnels et particuliers » (+7 % environ), en lien avec les conditions météorologiques. La hausse de consommation de la grande industrie (+3,7 %) est du même ordre que celle des PMI/PME (+3 % environ).

En données corrigées de l'aléa météorologique, la consommation de la clientèle « professionnels et particuliers » est en hausse de 1,5 % environ, en données provisoires. La consommation des PMI/PME, qui a été particulièrement forte sur les mois de mars à juillet, augmente également de 1 % environ par rapport à l'année 2009. La consommation de la grande industrie augmente de 3,7 % par rapport à 2009 mais reste en retrait de 5 % par rapport à celle de 2008 et de 6 % par rapport à celle de 2007.

En 2010, un nouveau maximum de consommation de 96 710 MW a été enregistré en France le mercredi 15 décembre à 19 heures. Ce maximum fait suite à une succession de maximum absolus rencontrés en 2010 (94 600 MW le 14 décembre, 93 080 MW le 11 février). Le maximum de consommation a progressé de près de 4,7 % sur les années 2009-2010.

Le solde des échanges affiche une forte hausse par rapport à l'année dernière, du fait principalement d'une augmentation des exports plus importante que celle des imports, sans toutefois atteindre le niveau des années précédentes. Le solde exportateur des échanges physiques avec l'étranger atteint 30,5 TWh en 2010, en hausse de 18,6 % (+4,8 TWh) par rapport à 2009. Sur les 5 premiers mois de l'année 2010, le solde mensuel des échanges a été très inférieur à la même période de 2009, puis nettement supérieur sur le reste de l'année, pour atteindre le même niveau en fin d'année. Cette évolution reflète celle du solde des transactions contractuelles aux frontières.

En 2010, la production électrique française d'électricité affiche une hausse par rapport à l'année 2009 de 6,0 % (+31,2 TWh) :

- la production des centrales nucléaires augmente de 4,6 % (+17,9 TWh) ;
- la production des centrales hydrauliques augmente de 9,9 % (+6,1 TWh), en lien avec l'évolution de l'hydraulicité par rapport à 2009 ;
- la production éolienne atteint 9,6 TWh, en augmentation de 22,2 % par rapport à l'année précédente ;
- la production photovoltaïque est multipliée par 4 par rapport à l'année précédente et atteint 0,6 TWh ;
- la production issue des autres sources d'énergie renouvelables [2] augmente de 11,1 % (+0,5 TWh) ;
- La production des centrales thermiques à combustible fossile qui assurent le bouclage de l'équilibre offre/demande augmente de 8,3 % (+4,5 TWh).

Du fait de la structure du parc de production français, la hausse des émissions de CO_2 est limitée à 3 %.

La puissance du parc installée en France est en augmentation de 3,1 GW à fin 2010, augmentation répartie à parts équivalentes entre le réseau de RTE EDF Transport et les réseaux de distribution.

6.2.2.1.1 Organisation de RTE EDF Transport

Conformément à ses statuts, approuvés par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005, RTE EDF Transport est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance de RTE EDF Transport est composé de douze membres répartis en trois collèges, dont quatre représentants des salariés, des représentants de l'État dans la limite de quatre enfin des membres nommés par l'Assemblée générale ordinaire dont le nombre dépend du nombre de membres représentant l'État.

Jusqu'au 31 décembre 2010, l'État n'avait désigné que deux représentants au Conseil de surveillance de RTE EDF Transport, ce qui portait à six le nombre de représentants d'EDF. À l'occasion de l'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés, l'État a souhaité un changement de gouvernance de RTE EDF Transport se traduisant par une augmentation du nombre des représentants de l'État au Conseil de surveillance de la société, désormais au nombre de quatre. Le Conseil de surveillance de RTE EDF Transport comprend donc, à la date de dépôt du présent document de référence, trois collèges de quatre membres.

Le Directoire de RTE EDF Transport est constitué de quatre membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. 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.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE EDF Transport.

En France, la gestion du Réseau Public de Transport (RPT) est assurée par RTE EDF Transport en application de la loi 2004-803 du 9 août 2004. La loi 2000-108 du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du RPT exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Le cahier des charges type de la concession du RPT a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'avenant à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport du RPT d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051. Le nouveau cahier des charges, qui se substitue au cahier des charges datant de 1995, est conforme au nouveau cadre juridique issu des directives communautaires (séparation juridique, comptable et managériale entre l'activité de transport et les activités de production et de fourniture d'électricité).

1. *Source : L'énergie électrique en France en 2010 (RTE EDF Transport).*
2. *Principalement : déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.*

6.2.2.1.2 Activités de RTE EDF Transport

RTE EDF Transport gère 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 EDF Transport gère également 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, des personnes et des biens.

Enfin, RTE EDF Transport 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 EDF Transport 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 EDF Transport, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : en croissance sensible depuis 2004, ils ont été portés à plus d'un milliard d'euros par an sur la période 2009-2012. Pour financer ses investissements, RTE EDF Transport 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 EDF Transport, 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 (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 des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE EDF Transport 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 EDF Transport compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE EDF Transport 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 Electrique 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 simplifiées détenue à parts égales par RTE EDF Transport 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. Le calendrier prévisionnel prévoit une date de mise en service fin 2013 pour un budget estimé à 700 millions d'euros.

Interconnexions avec la Grande-Bretagne

RTE EDF Transport et ELIA entreprise gestionnaire du réseau de transport (« GRT ») en Belgique, ainsi que National Grid, le GRT britannique, lancent en septembre 2008 auprès des différents acteurs une consultation du marché de l'électricité relative aux besoins d'augmenter dans l'avenir les capacités d'échange entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe, ainsi que sur le projet de construction d'une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne.

Cette consultation s'inscrit alors dans un contexte où l'augmentation des investissements sur les réseaux de transport à travers toute l'Europe devient une nécessité, afin notamment d'accompagner l'essor des énergies renouvelables et l'implantation des nouvelles centrales de production.

Coordination des réseaux en Europe :

RTE EDF Transport et ELIA ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, opérationnelle depuis février 2009, 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 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 50Hertz, gestionnaires des réseaux de transport (« GRT ») de l'Italie et de la zone 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 EDF Transport 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.

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 été initié 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 CWE (*Central and Western Europe*) et une meilleure coordination pour une sécurité d'approvisionnement. En octobre 2008, sept GRT (RTE EDF Transport, 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 EDF Transport 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 réflexions sont en cours pour étendre d'ici la fin 2012, 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.

6.2.2.1.2.2 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE EDF Transport assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE EDF Transport 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 anti-cascade pour prévenir l'effet « château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures.

L'installation des pylônes anti-cascade devrait être achevée d'ici fin 2013. 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 3 à 5 kilomètres. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50 % des causes d'avaries des pylônes. RTE EDF Transport a donc entrepris des travaux d'élargissement des tranchées forestières aux dimensions d'origine et, à fin 2010, ces travaux étaient achevés à 98 %.

Au total, RTE EDF Transport devrait consacrer, 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 km de lignes aériennes du réseau de RTE EDF Transport.

Le bien-fondé et les résultats des actions du programme de sécurisation mécanique de RTE EDF Transport ont été démontrés au moment des fortes chutes de neige en décembre 2010, et lors des tempêtes Klaus en 2009 et Xynthia en 2010, qui ont été plus fortes par endroits que celle de 1999 mais ont engendré moins de dégats.

D'ici 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE EDF Transport 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.

Les résultats relatifs à la qualité de l'électricité en 2010 ont été impactés par la tempête Xynthia de janvier et par les inondations du Var de juin, classées « événement exceptionnel ». Le Temps de Coupure Équivalent (4 minutes 48 secondes) est en fort recul par rapport à 2009 qui avait atteint un niveau inégalé depuis 1999 [1]. Hors événements exceptionnels, le temps de coupure est égal à 2 minutes 53 secondes (pour un objectif fixé par la régulation incitative [2] à 2 minutes 24 secondes).

1. *En 2009, les évènements majeurs étaient la tempête Klaus en janvier et la tempête Quinten en février pour les évènements exceptionnels ainsi que les délestages en région PACA en juillet et en décembre.*

2. *La proposition de la CRE du 26 février 2009 relative aux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité publiée au Journal Officiel du 19 juin 2009 contient des dispositions incitant les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur coût : souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, tout en veillant au respect des missions de service public qui leur ont été confiées, la CRE a instauré des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité. À cet effet, la CRE retient les niveaux de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables proposés par les gestionnaires de réseaux. Si, en cours de période tarifaire, un gestionnaire de réseau réalise des efforts additionnels, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs. La proposition met également en place un dispositif spécifique visant à inciter les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs coûts liés à la compensation des pertes sur les réseaux. Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma de régulation incitative de la qualité permet notamment de s'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gains de productivité au détriment du niveau de qualité.*

Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE EDF Transport poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

RTE EDF Transport élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2010, RTE EDF Transport a dépensé 1 170 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 1 021 millions d'euros en 2009.

En 2010, RTE EDF Transport a mis en service 656 kilomètres de circuits neufs ou renouvelés et a raccordé 20 postes de transformation au réseau de transport.

3 824 km de circuits 90 kV et 63 kV ont été transférés de la SNCF à RTE EDF Transport en 2010, ainsi que du matériel poste de mêmes tensions réparti sur 120 sites.

Le nombre de lignes transfrontalières est porté à 46, contre 45 en décembre 2009, à la suite du remplacement de la ligne Aubange-Moulaine-Mont Saint Martin entre la France et la Belgique par deux lignes Aubange-Moulaine et Aubange-Mont Saint Martin. Par ailleurs les interconnexions avec l'Allemagne au départ de Vigy relient désormais le poste allemand d'Ensdorf.

Renforcement de l'interconnexion entre la France et la Belgique :

RTE EDF Transport et ELIA ont installé un second circuit à 225 000 volts sur une ligne électrique existante de 15 kilomètres reliant la France à la Belgique. L'utilisation d'une nouvelle technologie de conducteurs électriques plus efficaces permet d'augmenter de plus de 20 % la puissance transportée par circuit.

La coopération entre RTE EDF Transport et ELIA pour mener à bien ce projet a débuté dès 2005 et s'est échelonnée jusqu'à la mise en service de la nouvelle ligne électrique le 28 mai 2010. RTE EDF Transport et ELIA ont investi au total 13,2 millions d'euros, dont 11 millions d'euros côté français, où se trouve la majeure partie du tracé, et 2,2 millions d'euros côté belge.

Les travaux de modernisation sur le réseau de transport du bassin de Longwy dans l'est de la France et du sud de la Belgique réalisés à cette occasion permettent d'améliorer la sécurité d'alimentation de la région transfrontalière.

Le renforcement de la capacité de transit entre Moulaine et Aubange a aussi permis à RTE EDF Transport de supprimer du paysage 15 kilomètres d'autres lignes électriques à 63 000 volts plus anciennes, notamment entre Moulaine et Herserange.

Renforcement électrique du sud de la Bretagne :

Le 24 novembre 2010, le poste 400/225 kV de Calan dans le Morbihan a été mis en service avec succès. Ce nouveau poste a permis dès l'hiver 2010 d'améliorer la sécurisation du sud de la Bretagne, notamment lors des pointes de consommation. Cette étape marque l'aboutissement de 6 années d'études, de concertation, d'instruction et de travaux.

La construction du poste de Calan et de ses raccordements est intervenue dans le contexte global de la fragilité d'alimentation électrique de la Bretagne, et notamment du sud de la Bretagne, où le réseau 225 kV était saturé depuis plusieurs années. Face au risque de coupures de grande ampleur, RTE EDF Transport a donc décidé fin 2004 de créer, au nord de Lorient, un poste de transformation 400/225 kV, qui permet de rééquilibrer les transits entre le réseau 225 kV et le réseau 400 kV.

Le poste de Calan est situé à proximité immédiate de la ligne à 400 kV existante, reliant Cordemais (Nantes) et La Martyre (Brest). Son raccordement est donc limité à l'aménagement de quatre pylônes, aux abords est et ouest du poste, sans création de nouvelle ligne à 400 kV. Une liaison souterraine à 225 kV, de 7 km, a été réalisée jusqu'au poste existant de Poteau-Rouge près de Lorient. Pour assurer sa bonne intégration dans l'environnement, le nouveau poste est implanté en partie sur une ancienne carrière. Il bénéficie d'un aménagement paysager existant qui sera complété par la plantation d'espèces arbustives locales. L'aboutissement de ce projet est le fruit d'une concertation réussie depuis 2005 avec les acteurs locaux et les services de l'État.

Renforcement de la ligne 400 kV Tamareau-Tavel :

Engagé en avril 2009, le remplacement des conducteurs de la ligne à deux circuits 400kV Tamareau-Tavel, reliant Avignon à Montpellier, s'est achevé fin 2010.

Axe unique reliant la Vallée du Rhône et la région PACA au sud-ouest de la France, la ligne 400 kV Tamareau-Tavel est une liaison stratégique pour RTE EDF Transport. Le déséquilibre de production entre le sud-est et le sud-ouest de la France engendre en effet de forts transits de Tavel (Avignon) vers Tamareau (Montpellier). Ce phénomène s'accentuera dans les prochaines années avec l'installation de nouvelles productions dans le Sud-Est (cycles combinés gaz dans la zone de Fos) et l'augmentation des capacités d'échanges entre la France et l'Espagne. Cet axe revêt en outre un intérêt majeur pour l'intégration des énergies renouvelables issues du Sud-Ouest et de la péninsule ibérique. Pour anticiper ces contraintes, RTE EDF Transport a décidé d'utiliser des câbles ACSS, dits à faible dilatation, technologie qui permet d'augmenter la capacité de la ligne de près de 67 % en régime de secours, sans impact sur l'environnement. Il s'agit d'une performance industrielle, puisque 1 100 kilomètres de câbles ACSS1 ont été installés.

Cette installation qui concrétise la conception, le développement et l'installation de ce nouveau type de câbles sur une aussi longue distance, initialise un programme industriel ambitieux sur plusieurs années.

6.2.2.1.2.3 Activités de RTE EDF Transport à l'international

RTE International, filiale de RTE EDF Transport créée en septembre 2006, est l'interface de RTE EDF Transport 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.

De manière générale, RTE International a repositionné son activité sur la formation aux métiers de l'exploitation, pour lesquels le savoir-faire et l'expérience de RTE EDF Transport sont reconnus. L'activité reste toutefois soumise aux aléas politiques internationaux.

6.2.2.1.3 Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport est une composante du TURPE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

L'activité de distribution a pour objet principal l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1er janvier 2008, dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises. Cela représentait, en 2008, 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession (extension, renforcement et renouvellement du réseau), conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le 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.

ERDF a distribué en 2010 de l'électricité à plus de 34 millions de points de livraison (« PDL ») en France continentale via un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

En 2010, ERDF a réalisé un chiffre d'affaires de 12 187 millions d'euros et un excédent brut d'exploitation (EBITDA) de 2 440 millions d'euros. ERDF employait 36 110 personnes au 31 décembre 2010.

Pour l'année 2010, les volumes d'électricité (données provisoires) qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

Injections :	388,3 TWh	dont par RTE EDF Transport : 365,5 TWh ; dont par les producteurs décentralisés : 22,8 TWh
Soutirages :	362,9 TWh	
Pertes :	25,4 TWh	

Le réseau de distribution génère des pertes dont une part est due à des raisons physiques (effet 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 2010, le taux de pertes a été de 6,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 25,4 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2010 à 1 784 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. A compter du 1er août 2013 et de manière progressive, ERDF pourra, comme les autres gestionnaires de réseaux, bénéficier de l'ARENH pour l'achat de ses pertes.

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 EDF Transport d'une part, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE EDF Transport »)), 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).

6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Depuis le 1er janvier 2008, 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 2003/54/CE dont les principes ont été repris par la directive 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 6.2.2.2.5 (« Relations entre ERDF ET GrDF au sein du service commun »)).

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 et deux représentent l'État. Le Directoire d'ERDF est composé de trois membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance.

Missions d'ERDF

ERDF exerce en France, dans les conditions fixées par les cahiers des charges de concessions (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental et celles de service public dévolues par la loi. 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 DNN et des 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.

6.2.2.2.2 Réseau de distribution

Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)) est constitué, au 31 décembre 2010, d'environ :

- 608 046 km de lignes haute tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 685 413 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 2 210 postes-sources HTB/HTA ;
- 742 714 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, assurant l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ; dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ; et en aval, le disjoncteur installé chez le client qui relève de la concession.

Évolution des investissements

En 2010, 2,6 milliards d'euros ont été investis, dont 1,2 milliard en majorité lié aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs. La poursuite de la relance des investissements initiée en 2008 s'est traduite par une augmentation de 526 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2008 et 2010. Les ressources supplémentaires ainsi engagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité, à la préservation de l'environnement et à la qualité de la desserte, domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. En complément, les autorités concédantes ont investi environ 1 024 millions d'euros en 2010, en hausse de 13 millions d'euros par rapport à l'année 2009. Au total, environ 3,6 milliards d'euros ont été investis en 2010 en France continentale sur les réseaux de distribution.

Un plan d'actions « Aléas climatiques » a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)). Reposant sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques, ce plan prévoit notamment l'enfouissement de plus de 30 000 km de réseaux à moyenne tension d'ici 2016.

En outre, 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 (HTA) et à réaliser en « technique discrète » les deux tiers des nouvelles lignes basse tension (BT). ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité de son 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 peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2010, ERDF a construit plus de 97,4 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 75,9 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète (câble torsadé en façade). Elle a ainsi dépassé son engagement vis-à-vis de l'État de réduction de l'impact visuel de ses ouvrages. Par ailleurs, dans le cadre de son plan aléas climatiques, ERDF a déposé plus de 4 936 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2010, soit 30 % de plus qu'en 2009.

La qualité de la desserte

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients.

Pour la tempête Xynthia qui a traversé la France le 28 février 2010 et privé d'électricité 1 300 000 clients, environ 5 000 personnes ont été mobilisées, dont 460 au titre de la FIRE supra régionale, 60 en provenance de filiales étrangères du groupe EDF et 790 d'entreprises partenaires. Plus de 90 % des clients ont été réalimenté dans les deux jours. Les coûts de cette tempête ont été évalués à 37 millions d'euros.

Lors des inondations dans le Var le 15 juin 2010, qui ont provoqué des avaries sur les réseaux de transport et de distribution, privant d'électricité plus de 200 000 clients, ERDF a mobilisé 500 agents dont 130 agents de la FIRE venus d'autres régions. 500 groupes électrogènes de forte puissance ont été déployés avec des moyens logistiques considérables représentant au total 2 000 tonnes de matériel. ERDF a rétabli l'alimentation de tous les clients en moins de trois jours. Des travaux très importants ont été réalisés pour retrouver la fiabilité des équipements de réseau.

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. Il se traduit par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie contractuelle ou, à défaut, réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures. Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, dont certaines dispositions sont entrées en vigueur le 28 juin 2008, fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 98,5 % des clients étaient considérés en 2009 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Développement des énergies renouvelables

Comme en 2008 et 2009, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque de petite puissance a considérablement augmenté en 2010. ERDF a également enregistré une hausse importante des demandes de raccordement d'installations photovoltaïque au sol de forte puissance. Plus de 100 000 installations de production photovoltaïque d'une puissance inférieure à 36 KVA ont été raccordées au réseau de distribution en 2010, contre environ 31 000 en 2009 et 7 100 en 2008. La puissance photovoltaïque totale installée au 31 décembre 2010 était de plus de 800 MW.

6.2.2.2.3 Marché de l'électricité

Fonctionnement du marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert pour l'ensemble des clients depuis le 1er juillet 2007.

Vingt-quatre 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.

ERDF a lancé en 2010 en lien avec la CRE un travail de simplification des règles de fonctionnement du marché.

Les indicateurs de la performance d'ERDF, définis après concertation avec les fournisseurs, sont stables par rapport à 2009.

Projet de compteurs communicants

ERDF expérimente sur la période 2010-2011 une nouvelle génération de compteurs communicants (Linky). Ils permettront au distributeur de relever et d'intervenir à distance et au client de recevoir ses factures sur index réel. Cette génération de compteurs ouvre de nouvelles perspectives : réduction des coûts par la dématérialisation des relevés et des interventions et optimisation de la gestion du réseau (réduction des pertes non techniques, facilitation des opérations de dépannage). Elle améliorera le service rendu aux clients et aux fournisseurs (maîtrise de la consommation par une meilleure connaissance de la courbe de charge, diversification et souplesse des offres tarifaires, suivi précis de la qualité de fourniture).

L'expérimentation concerne 300 000 clients dans l'agglomération de Lyon et dans la région de Tours. Elle se déroule conformément aux objectifs que s'était fixés ERDF.

Les pouvoirs publics dresseront un bilan de l'expérimentation courant 2011 afin de se prononcer sur la généralisation de ces compteurs pour les 35 millions de clients et sur leurs spécifications techniques. Le décret du 31 août 2010 (décret n° 2010-1022) dispose qu'en cas de décision favorable, tout nouveau client particulier ou professionnel sera doté d'un compteur évolué. Le texte indique également qu'à fin 2020, 95 % des compteurs seront communicants pour tous les segments de clients.

Actualité institutionnelle et législative

La loi Grenelle 2 adoptée le 12 juillet 2010 comporte plusieurs dispositions concernant ERDF, et en particulier la création de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie ainsi que de schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et l'ajustement de la part de l'extension de réseau prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics (« TURPE ») lors d'un raccordement d'un site consommateur relevant du code de l'urbanisme.

La loi NOME du 7 décembre 2010 contient certaines dispositions impactant spécifiquement les gestionnaires de réseau et en particulier ERDF telles que la possibilité d'accès indirect, par l'intermédiaire de fournisseurs, à l'ARENH pour la compensation des pertes du réseau de distribution, la suppression de la réfaction pour le raccordement des producteurs et l'instauration de conférences départementales, sous l'égide des préfets, traitant de l'ensemble des investissements et travaux sur les réseaux de distribution.

Voir aussi la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

6.2.2.2.4 Concessions

En France, le service public de la distribution est géré dans le cadre de contrats de concessions. Les communes sont propriétaires des réseaux de distribution pour la partie correspondant aux biens de retour. 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) et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sont confiés par la loi du 10 février 2000 à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

Conformément aux dispositions de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, 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. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont co-signés selon ces modalités.

ERDF et EDF gèrent environ 1 000 contrats de concession, couvrant environ 95 % de la population.

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. L'échéance moyenne des contrats de concession en cours est l'année 2023. Le contrat avec la Ville de Paris qui est arrivé à échéance en 2009 a été prolongé pour 15 ans par avenant.

Modalités des contrats de concessions

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. Ce modèle a été mis à jour en juillet 2007 afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire (voir section 6.5.3 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Il incite les concédants à se regrouper au niveau départemental. À ce jour, environ 95 % des concessions relèvent de ce modèle de contrat.

Les contrats de concession sont généralement négociés localement sur la base du modèle de cahier des charges adopté en 1992, mis à jour en juillet 2007, dont les principales clauses portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité sur un territoire déterminé et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement 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 montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte-rendu aux concédants ;
- les modalités pratiques en cas de renouvellement de la concession : l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux

sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement (ou de résiliation anticipée) lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt, à savoir (i) la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service, (ii) le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'ERDF à leur financement et (iii) le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, qui est exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes 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 signé le 5 juillet 2009 un protocole d'accord, dit PCT, qui permet aux concédants de bénéficier de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement lorsque ces derniers en assurent la maîtrise d'ouvrage.

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée

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 principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :
- 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 au cas par cas dans le régime d'électrification rurale. Dans les régimes urbains, 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 dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances permettant au concédant de financer des dépenses liées à la concession.

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.

ERDF doit s'acquitter d'une redevance pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. Selon une formule, révisée par un décret de mars 2002, cette redevance est calculée en fonction, notamment, de la population desservie. Elle est versée aux communes ou aux syndicats concédants et aux départements.

ERDF, comme les ELD, verse une contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (« FACE ») assise sur le nombre de kWh acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification 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.

6.2.2.2.5 Relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun

Comme indiqué ci-avant, en application de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, le principe retenu en 2008 par EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux et du partage d'un service commun conformément au cadre légal.

Conformément à la loi du 7 décembre 2006, ces activités s'appuient donc sur un service commun à ERDF et Gaz réseau Distribution de France (GrDF), société créée le 1er janvier 2008 et détenue à 100 % par GDF Suez, responsable de la gestion du réseau public de distribution de gaz. Chaque entreprise gère néanmoins de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GrDF en 2010, plus de 94 millions de relevés de compteurs et environ 12 millions d'interventions chez les clients.

Organisation du service commun

Le service commun à ERDF et GrDF n'est pas doté de la personnalité morale. Il 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.

Au 31 décembre 2010, ERDF comptait 36 110 salariés. Ce total comprend les effectifs du service commun qui se décomposent en 28 864 salariés affectés en totalité à l'activité électricité et une quote-part des salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz, soit 5 867 personnes [1] (voir section 17.1.1 (« Effectifs du Groupe »)).

EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, ont conclu le 18 avril 2005 une convention qui précise notamment les compétences du service commun et le partage des coûts et produits résultants de son activité [2]. Cette convention, après avoir fait l'objet des aménagements nécessaires, a été transférée en 2008 à ERDF et GrDF dans le cadre de la filialisation des activités de distribution d'électricité d'EDF et de GDF Suez.

1. *Ces chiffres incluent les contrats spécifiques de type alternance notamment, les infirmières et les médecins, contrairement aux chiffres figurant à la section 17.1.1 (« Effectifs du Groupe »).*
2. *La convention entre ERDF et GrDF définit les règles de partage des charges et produits mixtes résultant du service commun et les clés appliquées pour leur répartition entre ERDF et GrDF. La clé principale, utilisée par défaut en l'absence de clé contractuelle spécifique, est la clé « utilisateur de réseau », calculée à partir de la totalité des points de livraison électricité et gaz, quel que soit le type de client. D'autres clés sont appliquées, dont la nature est corrélée aux activités auxquelles elles se rapportent.*

ERDF et GrDF ont par ailleurs défini dans ce contrat les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein du service commun. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers du service commun, une étude est conduite. Le préjudice éventuel serait compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises ; ni ERDF, ni GrDF ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie.

Le contrat, conclu pour une durée indéterminée, peut être résilié à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier un contrat. Si, à l'issue de ce délai, un nouveau contrat n'est pas conclu, il sera fait application, avant toute saisine des tribunaux compétents, d'une procédure amiable de règlement des différends. Il prévoit par ailleurs des clauses obligeant les parties à négocier de bonne foi, notamment en cas de changement de loi ou de circonstances nouvelles affectant l'économie du contrat.

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 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, 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.

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'Electricité (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

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 offre/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 avec un parc d'une puissance installée de 1 878 MW, dont 400 MW en moyens de production hydraulique et 1 478 MW en moyens de production thermique. La longueur totale des réseaux d'électricité est d'environ 32 900 Km (tous niveaux de tension confondus) et le nombre de clients était de 1 037 700 à fin décembre 2010.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du MWh 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 de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connaissent néanmoins une croissance importante de leurs consommations d'électricité (forte croissance démographique et/ou 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 du capital immobilisé dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'Outre-Mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

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 les SEI à 1 166 MW 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 des SEI, l'acteur majoritaire en termes de puissance installée, le groupe EDF a entrepris le projet de renouvellement de six des sept principales centrales diesel en Corse et dans les départements d'Outre-Mer. Ce projet, qui contribuera également à satisfaire une partie des besoins émergents, est porté par la filiale EDF Production Électrique Insulaire détenue à 100 % par EDF. En 2010, les chantiers de construction de quatre de ces centrales diesel ont été engagés pour une capacité totale de près de 700 MW : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Corse. Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon a aussi été décidé.

Le groupe EDF a également engagé le développement de deux projets hydrauliques avec l'extension de l'ouvrage de Rivière de l'Est à la Réunion d'une puissance de 14 MW qui a été mis en service en 2010 et la construction de l'ouvrage du Rizzanese en Corse d'une puissance de 55 MW qui sera mis en service en 2012.

Des investissements dans les réseaux électriques

Le programme exceptionnel de renforcement des réseaux face à l'aléa cyclonique, engagé sur la période 2008-2010 suite aux cyclones de 2007 (Gamède à la Réunion, Dean en Guadeloupe et Martinique), est en voie d'achèvement.

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions de maîtrise de la demande d'énergie 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.

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

SEI soutient le développement des énergies renouvelables à puissance garantie (géothermie, énergie des mers, biomasse, biogaz) en mobilisant l'expertise du groupe EDF en termes de recherche et développement, contribue 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 MW de capacité à la Réunion, la première de cette capacité en Europe) et enfin s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux intelligents ou « *smart grids* » en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le Ministre chargé de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »).

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE 3), approuvés par décision ministérielle du 5 juin 2009, publiée au Journal officiel du 19 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1er août 2009. Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution sont déterminés de façon à couvrir :

- les coûts des activités de transport et de distribution, tout en intégrant des objectifs de productivité fixés par le régulateur ;
- une rémunération financière égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1er janvier 2009 à 10 408 millions d'euros pour le transport et à 28 450 millions d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 %.

Par ailleurs, la CRE a mis en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits des gestionnaires de réseaux de facteurs externes non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extra-comptablement, sur des postes préalablement identifiés, tout ou partie des trop-perçus ou des 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 cinq années suivantes.

En conséquence, la proposition de la CRE, conçue pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de 4 ans à partir de 2009, prévoit une hausse lors de son entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. De 2010 à 2012, les grilles tarifaires doivent évoluer en fonction du taux d'inflation majoré de 0,4 % dans le cas du réseau de transport et de 1,3 % dans le cas des réseaux de distribution, et d'un facteur d'apurement du CRCP dont la valeur absolue est plafonnée à 2 %.

L'application de ces principes a conduit au 1er août 2010 à une hausse de 2,5 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3,4 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Par ailleurs, en application d'une formule d'indexation qui lui est propre, le tarif des Prestations au Catalogue a augmenté de 0,6 %, au 1er septembre 2010.

L'instauration de tarifs d'une durée de quatre ans garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sur l'évolution de leurs recettes. Cet allongement de la période tarifaire facilite également la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité comme les dispositifs instaurés.

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, tout en veillant au respect des missions de service public qui leur ont été confiées, la CRE instaure des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité. À cet effet, la CRE a retenu les niveaux de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables proposés par les gestionnaires de réseaux. Si au cours de la période tarifaire, un gestionnaire de réseaux réalise des efforts additionnels, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée entre le gestionnaire de réseaux et les clients finals. La CRE a mis en place également un dispositif spécifique visant à inciter les gestionnaires de réseaux à maîtriser les coûts liés à la compensation des pertes sur les réseaux.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux de transport à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma de régulation incitative de la qualité permet notamment d'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gain de productivité au détriment du niveau de qualité.

Voir la section 6.5.2.2 « Législation française » concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003).

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.

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'incrit dans une volonté de contribuer à la constitution d'un marché unique tant de l'électricité que du gaz, favoriser l'émergence de nouvelles technologies et de solutions innovantes adaptées aux enjeux environnementaux, sociaux et économiques, et enfin respecter les ressources naturelles, les ressources humaines et les souhaits des parties prenantes locales dans leurs appréhensions des enjeux énergétiques et des services associés.

Les principaux événements de l'année ont été :
- au Royaume-Uni : la poursuite des études et investissements en vue de diversifier les moyens de production locaux ;
- en Allemagne : les autorités politiques du Land de Bade-Wurtemberg ayant formulé leur volonté de doter EnBW d'un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Bade Wurtemberg, le groupe EDF a accepté l'offre du Land pour le rachat de la participation d'EDF International dans EnBW, finalisé le 17 février 2011 ;
- en Italie : les discussions en vue du renouvellement du pacte d'actionnaires ;
- en Pologne : la poursuite du projet d'intégration des filiales polonaises avec la création du centre de service partagé pour toutes les sociétés ;
- en Belgique : la signature d'une nouvelle convention d'actionnaires, le rachat d'une partie des intérêts minoritaires et enfin la mise en place d'un programme de synergies marqué notamment par le transfert du portefeuille clients d'EDF Belgium à SPE.

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 de proposer à ses clients une offre multi-énergies 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 européene.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2010) :

Nom de la société	Activités principales	Données techniques
Royaume-Uni		
EDF Energy	Production électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de comptes clients : environ 5,5 millions (1) Puissance installée élec. : 13 GW Vente de gaz : 30,4 TWh
Italie		
Edison	Commercialisation électricité Production électricité Production, stockage et commercialisation de gaz	Nombre de comptes clients : environ 1,0 million (1) Puissance installée élec. : 12,5 GW Activités gaz : 15,8 Gm^3 (2)
Fenice	Production électricité et chaleur Services énergétiques et environnement	Puissance installée élec. : 508 MW Puissance installée therm. : 3 192 MWth (3)
Pologne		
EC Wybrzeze	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 331 MW Puissance installée therm. : 1 199 MWth (3)
Elektrownia Rybnik S.A. (ERSA)	Production électricité	Puissance installée élec. : 1 775 MW
EC Krakow	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 460 MW Puissance installée therm. : 1 118 MWth (3)
Kogeneracja	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 363 MW Puissance installée therm. : 1 124 MWth (3)
Zielena Gora	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 221 MW Puissance installée therm. : 296 MWth (3)
Hongrie		
BE ZRt	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 409 MW Puissance installée therm. : 1 366 MWth (3)
EDF DÉMÁSZ ZRt	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de clients : environ 770 000 Vente : 5,68 TWh
Slovaquie		
SSE	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de clients : environ 640 000 Vente : 4,8 TWh
Autriche		
Groupe ESTAG	Distribution électricité, gaz et chaleur Commercialisation électricité, gaz et chaleur Services	Nombre de points de livraison : environ 460 000
Suisse		
Alpiq	Production Négoce Commercialisation électricité	Puissance installée élec. : 6 563 MW
Belgique		
EDF Belgium (4)	Production électricité	Puissance installée élec. : 419 MW
SPE	Production d'électricité Commercialisation électricité et gaz	Puissance installée élec. : 1 986 MW Points de livraison : environ 1 650 000
Pays-Bas		
Sloe Centrale B.V.	Production électricité	Puissance installée : 870 MW
Espagne		
Elcogas	Production électricité	Puissance installée élec. : 320 MW

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).

(1) Y compris gaz.
(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.
(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.
(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.

Nucléaire international

Premier producteur nucléaire au monde, le groupe 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), au Royaume-Uni (avec l'acquisition de British Energy) ainsi qu'aux Etats-Unis (via Constellation Energy Nuclear Group LLC et ses sociétés filiales, « CENG ») qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international.

Depuis quelque temps, de nombreux pays et compagnies d'électricité annoncent 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 de la raréfaction des ressources fossiles et de la conséquence de leur utilisation sur le climat. Elle marque également leur confiance dans la sûreté et la compétitivité de l'énergie nucléaire, à l'abri des tensions grandissantes sur les marchés de l'énergie. Ce regain d'intérêt se traduit par l'émergence de plusieurs modèles et de nouveaux partenariats industriels.

Les événements récents au Japon pourraient cependant amener les pouvoirs publics à réexaminer ou retarder les développements nucléaires.

EDF s'est fixé cinq critères d'engagement dans les projets nucléaires à l'international. Il s'agit de veiller en priorité aux pays :
- ayant fait le choix du nucléaire à court terme ;
- connus d'EDF et où EDF est bienvenu ;
- offrant des conditions favorables aux investisseurs dans le nucléaire (cadre législatif, gestion des déchets, opinion publique, etc.) ;
- pour des projets portant sur des modèles de réacteurs maîtrisés ; et
- cohérents avec les objectifs financiers et la politique de risques du Groupe.

EDF a ainsi d'ores et déjà identifié un certain nombre de priorités géographiques : la Chine, le Royaume-Uni, les Etats-Unis, l'Italie, la Pologne et l'Afrique du Sud. EDF examine par ailleurs d'autres opportunités tant en Europe (Pays-Bas) que dans d'autres zones (voir section 6.1.3 (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)).

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel ; 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, en projet au Royaume-Uni, en France, aux États-Unis et en Italie, est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. Il apparaît essentiel de renforcer cette offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011, et de compléter le programme EPR par le développement de modèles de réacteurs de troisième génération représentatifs de niveaux de puissance correspondant à la demande des clients, en particulier dans les pays pour lesquels la taille des installations peut constituer un obstacle discriminant.

Partenariats stratégiques et projets ciblés à l'international

Fort de son savoir faire technologique et de sa volonté de contribuer à la maîtrise des impacts environnementaux de la production d'électricité et en s'appuyant sur les « meilleures technologies disponibles » localement (« *Best Avalaible Technologies* »), le groupe EDF entend notamment :
- exploiter les opportunités liées aux technologies les plus récentes ;
- contribuer à la mise au point des technologies de capture, de transport et de stockage du CO_2 (*Carbon Capture & Sequestration,* « CCS ») ;
- prospecter de grands projets d'infrastructures hydroélectriques qui s'inscrivent dans une politique locale de développement durable.

Dans cette perspective, le groupe EDF étudie l'intérêt de sa participation, au travers de partenariats, à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production thermique ou hydraulique à l'international.

Soucieux à la fois de partager ses retours d'expérience mais aussi de bénéficier des apports d'autres acteurs et d'autres secteurs afin de dégager des nouvelles options technologiques, de nouveaux modèles économiques et de contribuer à définir des nouvelles formes de croissance, le groupe EDF entend développer des partenariats stratégiques multimodaux adaptés au monde de demain :
- accord cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation sur la gestion d'entreprise et plusieurs domaines techniques (29 avril 2010) ;
- protocole d'accord mettant en œuvre l'accord de partenariat global entre China Guangdong Nuclear Power Compagny et EDF (29 avril 2010) ;
- accord de coopération entre Rosatom et EDF en termes de R&D, de combustible, de retour d'expérience et de formation (19 juin 2010) ;
- projet de nouvelles formes de gestion déléguée d'actifs avec de grands acteurs énergéticiens russes ;
- accord de coopération pour la préparation et la mise en œuvre conjointe de services dans les domaines de l'efficacité énergétique entre Electrobras et EDF en vue de la Coupe du Monde de Football de 2014 et des Jeux Olympiques de Rio 2016 (22 juillet 2010) ;
- accord de coopération entre l'État du Sénégal et EDF (17 décembre 2010) ;
- protocole d'accord pour la création d'un institut de formation d'ingénieurs sud-africains, l'EPPEI (*ESKOM Power Plant Engineering Institute*), dans le domaine de l'énergie thermique et des énergies renouvelables entre Eskom et EDF (2 mars 2011).

6.3.1 Royaume-Uni

6.3.1.1 Présentation du Groupe au Royaume-Uni et stratégie

En 2009, la production totale d'électricité au Royaume-Uni a été de 376 TWh. Par ailleurs, 541 TWh de gaz et 322 TWh d'électricité ont été fournis aux clients britanniques en 2009 [1].

En ce qui concerne les informations relatives à l'évolution des prix et à la consommation d'électricité au Royaume-Uni, voir la section 9.2.1 (« Eléments de conjoncture ») du présent document de référence.

Au Royaume-Uni, les principaux concurrents d'EDF sur le marché de la production d'énergie sont, par part de marché décroissante : Scottish and Southern Energy (SSE), E.On UK, RWE npower, Scottish Power, Centrica et International Power/GDF Suez. Les principaux concurrents d'EDF Energy, tant sur le marché de la fourniture de gaz que sur celui de l'électricité sont British Gas (Centrica), SSE, RWE npower, E.On UK et Scottish Power.

Le réseau électrique haute tension est détenu par National Grid en Angleterre et au Pays de Galles et par SSE et Scottish Power en Écosse. Les acteurs majeurs de la distribution d'électricité sont National Grid, E.On UK, UK Power Networks (qui constituait anciennement la division Réseaux d'EDF Energy), CE Electric, SSE, Scottish Power, Western Power Distribution et Electricity North West. Le secteur de la distribution de gaz se répartit entre National Grid et SSE, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

EDF Energy (UK) Limited (« EDF Energy »), issu du rapprochement d'EDF Energy plc. et de British Energy Group plc acquis en 2009, est l'un des plus grands énergéticiens britanniques, employant environ 15 000 personnes réparties sur différents sites au Royaume-Uni. En 2010, EDF Energy a maintenu sa position de principal producteur d'électricité (en TWh produits) et de plus important producteur d'électricité à faible émission de carbone du Royaume-Uni. Sur la base des données d'octobre 2010, EDF Energy a également conservé la position qu'il occupait en 2009 de premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (mesurée en TWh vendus) [2] et est resté le cinquième plus important fournisseur de gaz et d'électricité à des clients résidentiels (en nombre de comptes clients).

EDF Energy a consolidé sa position de principal fournisseur d'électricité au Royaume-Uni (hors Irlande du Nord) grâce à l'optimisation des capacités de son parc de production renforcé suite à l'acquisition de British Energy Group. EDF Energy prévoit de tirer parti de ces capacités en continuant d'investir dans ses actifs, tant industriels qu'humains et en développant sa clientèle de manière rentable.

La vente de la division Réseaux d'EDF Energy au Cheung Kong Group le 29 octobre 2010 pour une valeur nette de 3,2 milliards de livres sterling (3,7 milliards d'euros) a renforcé l'accent mis sur cette stratégie. La transaction a permis de réduire l'endettement du groupe EDF d'environ 6,7 milliards d'euros.

La sécurité de l'approvisionnement, les changements climatiques et l'accessibilité des prix sont les trois principaux défis énergétiques auxquels le marché britannique fait aujourd'hui face. EDF Energy se place en chef de file des discussions avec le Gouvernement concernant la réforme des marchés de l'énergie, qui permettra non seulement de soutenir la capacité de production nationale existante mais aussi d'encadrer la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Les récents événements survenus au Japon dans la centrale nucléaire de Fukushima auront des répercussions au Royaume-Uni sur les opérations du parc nucléaire existant, ainsi que sur les projets de nouveau nucléaire. Le *Secretary of State for Energy and Climate Change* a commandé un rapport afin de déterminer les conséquences des événements du Japon et les leçons à en tirer. Les résultats seront attendus au cours de l'année. EDF Energy s'est engagé à retenir les enseignements de cette catastrophe, et à les appliquer avec détermination et humilité.

Les événements survenus au Japon ne modifient pas cependant la nécessité d'une offre énergétique sûre, faiblement carbonée et abordable au Royaume-Uni. Le Gouvernement a confirmé que sa politique dans le domaine nucléaire restait inchangée. Le Premier Ministre a déclaré que « l'énergie nucléaire devrait faire partie de l'offre énergétique du futur, tout comme elle en fait partie aujourd'hui » et dans son récent budget, le Gouvernement a annoncé qu'il introduirait un prix plancher du carbone à partir de 2013. Il s'agit d'une étape essentielle dans la création d'un cadre d'investissement favorisant toutes les formes de production d'énergie à faible teneur en carbone, et encourageant en particulier les investissements dans le Nouveau Nucléaire.

En 2010, EDF Energy a publié « *Our Sustainability Commitments* » (nos engagements en matière de développement durable), qui faisait suite à « *Our Climate Commitments* » (nos engagements sur le climat) et à « *Our Social Commitments* » (nos engagements sociaux), parus respectivement en 2007 et 2008. Ces engagements illustrent la façon dont EDF Energy sera le fer de lance de l'évolution du secteur énergétique en réduisant les émissions de carbone et les déchets, en produisant une énergie nucléaire à faible teneur en carbone de façon responsable, en aidant ses clients, en instaurant une culture mondiale et en se mettant au service des communautés.

Dans ce cadre, EDF est fier d'être le partenaire officiel « *Energy utility services* » et le partenaire « Développement durable » des Jeux Olympiques et Paralympiques de Londres 2012.

Stratégie

EDF Energy opère dans un environnement de marché complexe caractérisé par la volatilité des marchés des matières premières, par un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, par l'intervention des pouvoirs publics pour définir des politiques énergétiques en continuelles évolutions. En dépit du ralentissement actuel de l'activité économique, la demande d'électricité devrait augmenter à long terme du fait des politiques de limitation des émissions de CO_2 incitant à la substitution du gaz et du pétrole au profit de l'électricité peu émettrice en carbone, notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

EDF Energy entend créer de la valeur en continuant de rechercher l'excellence opérationnelle, en maximisant la valeur de ses actifs nucléaires et charbon, en renforçant la rentabilité aval et en conduisant le renouveau nucléaire au Royaume-Uni, où EDF Energy prévoit de construire quatre

1. *Source : Department of Energy and Climate Change.*
2. *Données excluant l'Irlande du Nord*

nouvelles centrales nucléaires : des réacteurs jumeaux à Hinkley Point (la première unité devant être mise en service en 2018) et à Sizewell (projet encore à l'étude). Les projets devront obtenir les autorisations nécessaires et bénéficier d'un plan d'investissement adapté. EDF Energy joue un rôle important dans les débats actuels avec les autorités britanniques concernant la réforme du marché de l'énergie indispensable à la création de conditions favorables à de tels investissements.

Les autres actions stratégiques importantes comprennent la construction de la nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) de West Burton B, l'élaboration d'un projet de stockage gazier, la gestion de l'impact de la réduction des capacités de production d'énergie au charbon, du fait de l'application de la directive sur les grandes installations de combustion et de la directive sur les émissions industrielles la concrétisation des extensions de durée de vie des centrales nucléaires existantes ainsi que la poursuite de la réalisation des projets de production d'énergies renouvelables. À L'aval, EDF Energy entend améliorer la rentabilité de son activité commerciale par une gestion contrôlée des marges et la transformation de ses processus clés grâce à des investissements dans les ressources humaines et les systèmes d'information.

La vente des réseaux intervenue en 2010 marque une évolution importante dans la structure de la société. Les performances financières à venir d'EDF Energy dépendront en grande partie des revenus tirés des centrales nucléaires existantes et nouvelles, eux-mêmes largement influencés par les fluctuations des cours de l'énergie sur le marché de gros. EDF Energy s'attache à améliorer le profil de risque de son portefeuille à long terme, en optimisant les voies d'accès au marché de gros pour sa production nucléaire et en participant à l'instauration d'un cadre réglementaire adéquat et d'un cadre d'investissement rigoureux.

Afin de réaliser ses ambitions stratégiques, la formation et le maintien au sein de l'entreprise de salariés performants restent une priorité parmi les valeurs d'EDF Energy. EDF Energy continue d'investir fortement dans la formation et le perfectionnement de son personnel dans toute l'entreprise. En 2008, EDF Energy a ouvert sa propre structure de formation spécialisée, la Nuclear Power Academy. Par ailleurs pour soutenir son plan d'investissement ambitieux au Royaume-Uni, EDF Energy prévoit de recruter près de 8 000 professionnels de talent d'ici 2015.

Structure du groupe EDF Energy

Avant la finalisation de la cession de la division Réseaux à Cheung Kong Group le 29 octobre 2010, EDF Energy comptait quatre divisions. La division Réseaux exploitait trois réseaux de distribution sous licence contigus à Londres, dans le sud-est et dans l'est de l'Angleterre, qui distribuent chaque année 84 TWh d'électricité. La division des réseaux non régulés qui fournissait des services à divers réseaux privés, projets d'infrastructure et projets d'investissement en joint ventures a également été cédée dans le cadre de cette transaction.

Depuis cette cession, EDF Energy est donc composée de trois divisions principales : Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (ESCS), Nucléaire Existant et Nouveau Nucléaire.

Centrica plc (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société comprenant la division Nucléaire Existant. Centrica détient également une participation de 20 % dans NNB Holding Company Limited, la société qui a été créée afin de prendre en charge les activités de développement préalable à un nouveau programme nucléaire au Royaume-Uni. EDF Energy et Centrica souhaitent que cette joint venture construise, exploite et démantèle quatre centrales nucléaires au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.2.4 (« Division Nouveau Nucléaire »)). La vente de ces participations à Centrica est intervenue en 2009.

Synergies et excellence opérationnelle

EDF Energy a poursuivi en 2010 la réalisation de synergies tirées de l'acquisition de British Energy pour un montant de plus de 170 millions de livres sterling à la fin de l'année. Cette importante progression aura permis à EDF Energy de réaliser son objectif de 200 millions d'euros (160 millions de livres sterling) de synergies d'ici fin 2011, annoncé au moment de l'acquisition, avec un an d'avance. Cet objectif a été intégré dans le programme Excellence Opérationnelle d'EDF Energy qui doit contribuer aux objectifs de performance plus généraux du groupe EDF.

En outre, en 2010, le programme Excellence Opérationnelle d'EDF Energy a largement contribué à l'excédent brut d'exploitation dégagé par EDF Energy, notamment grâce aux synergies avec EDF Trading, aux projets d'efficacité opérationnelle de la division ESCS et aux gains de performance dans les domaines des relations avec le régulateur, de la gestion des incidents et des achats de la division Réseaux.

6.3.1.2 EDF Energy

6.3.1.2.1 Résultats opérationnels et financiers d'EDF Energy

En 2010, EDF Energy a fourni 63,6 TWh (contre 66,1 TWh en 2009) d'électricité et 30,4 TWh (contre 27,3 TWh en 2009) de gaz à ses clients résidentiels ainsi qu'à ses clients industriels et commerciaux. A fin 2010, EDF Energy comptait 5,5 millions (contre 5,6 millions en 2009) de comptes clients, composés de clients particuliers, de petites et moyennes entreprises (« PME ») et de grandes entreprises.

Au 31 décembre 2010, EDF Energy détenait et exploitait huit centrales nucléaires et deux centrales au charbon qui ont produit un total de 63,4 TWh (contre 71,3 TWh en 2009) d'électricité durant l'année, soit près d'un sixième de la production d'électricité britannique. D'autre part, EDF Energy détenait une centrale au gaz (Sutton Bridge), gérée de manière indépendante, conformément aux engagements pris envers la Commission européenne lors de l'acquisition. En raison de ces engagements, EDF Energy doit céder la centrale de Sutton Bridge et les opérations préparatoires à la vente ont commencé. Par ailleurs, la centrale d'Eggborough a été vendue le 31 mars 2010, conformément à l'engagement pris envers la Commission européenne (voir la section 6.3.1.2.6 (« Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations »)).

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, comparés à ceux de 2009. Il inclut les résultats de British Energy à partir du 6 janvier 2009.

	31 décembre 2010	31 décembre 2009
Chiffre d'affaires (1) (2) (en millions d'euros)	10 683	11 236
Électricité (1)	8 427	8 778
Gaz (1)	1 119	977
Autres (1)	1 137	1 481
Excédent brut d'exploitation (1) (2) (en millions d'euros)	**2 732**	**3 063**
Actifs nets (1) (2) (en millions d'euros)	**19 025**	**17 452**
Électricité fournie (en GWh)	63 591	66 131
Gaz fourni (en GWh)	30 392	27 299
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 517	5 612
Capacité totale (en MW)	**12 994**	**12 949**
Nucléaire (3)	8 733	8 723
Charbon (4)	4 020	4 020
Gaz (4)	82	97
Énergies renouvelables (5)	159	109
Production totale (en TWh)	**63,7**	**71,7**
Nucléaire (3)	48,3	54,5
Charbon (4)	15,1	16,8
Gaz (4)	0,1	0,2
Énergies renouvelables (5)	0,2	0,2
Nombre d'employés	15 441	20 077

(1) Les taux de change appliqués au bilan sont de 1 livre sterling pour 1,161778 € en 2010 (contre 1 livre sterling pour 1,125999 € en 2009) et, pour les chiffres du compte de résultat, de 1 livre sterling pour 1,168215 € en 2010 (contre 1 livre sterling pour 1,123622 € en 2009).

(2) Les résultats d'EDF Energy sont consolidés dans les résultats du groupe EDF pour les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009. Les résultats de British Energy sont consolidés dans les résultats d'EDF Energy et du groupe EDF à compter du 6 janvier 2009.

(3) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire, répartie entre EDF Energy et Centrica à hauteur de 80 % et 20 %.

(4) Les chiffres pour 2010 et 2009 ne comprennent pas les centrales de Sutton Bridge et d'Eggborough après la mise en œuvre des accords de gestion indépendante (voir la section 6.3.1.2.6 « Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations »). Les chiffres pour 2010 et 2009 relatifs au gaz comprennent la capacité des centrales de technologie combinée chauffage-électricité. La capacité des centrales au charbon constitue la capacité d'entrée de raccordement.

(5) La puissance en énergies renouvelables est incluse pour les participations d'EDF Energy au-delà de 50 % ; les capacités présentées constituent l'intégralité de la puissance installée.

6.3.1.2.2 Division Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (ESCS)

La division ESCS est chargée de maximiser la valeur à long terme de la clientèle résidentielle et grands clients d'EDF Energy, des outils de production thermique et renouvelable, ainsi que d'optimiser l'exposition de la société sur les marchés de l'énergie, selon un profil de risque convenu. Elle emploie plus de 8 000 personnes.

Après l'acquisition de British Energy en 2009, de nouveaux accords concernant la vente de la production nucléaire ont été mis en place au sein d'EDF Energy. La production du parc nucléaire existant est vendue par le biais de transactions intragroupe entre les divisions Nucléaire Existant et ESCS. Depuis avril 2010, 20 % de la production du parc nucléaire existant sont vendus à Centrica aux termes des accords conclus en 2009. Les obligations historiques découlant des contrats préexistants de British Energy, en cours d'exécution au 24 mars 2009, date de prise d'effet de ces nouveaux accords de vente, continuent d'être remplies. En outre, British Energy Direct Limited (« BE Direct », la division de commercialisation grands clients de British Energy) a été transférée de British Energy pour être maintenant intégrée au sein de la division ESCS.

Ces évolutions permettent à la division ESCS de gérer en central les risques liés au marché de gros qu'EDF Energy supporte et de tirer parti de la combinaison des activités d'approvisionnement en énergies et des relations commerciales provenant des sociétés historiques EDF Energy et British Energy.

A. Approvisionnement en énergies

Production

L'activité de production d'EDF Energy au sein d'ESCS (qui exclut la production nucléaire et Sutton Bridge) comprend deux centrales thermiques à combustible fossile au Royaume-Uni, d'une capacité de production totale de 4,1 GW, à savoir :

- Cottam : située dans le Nottinghamshire, Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon, d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. La dernière unité a été mise en service en 1970 ; et
- West Burton : située dans le Nottinghamshire, West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités à charbon et de deux centrales à gaz à cycle combiné de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 052 MW. La dernière unité a été mise en service en 1970.

En outre, EDF Energy construit actuellement une nouvelle centrale à gaz à cycle combiné à West Burton (d'une capacité de 1 311 MW), dont l'exploitation commerciale devrait commencer début 2012 (voir la section 6.3.1.2.5 (« Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) »)).

EDF Energy dispose également de participations dans deux centrales de technologie combinée chauffage-électricité (*Combined Heat and Power* ou « CHP ») d'une capacité de production totale de 10,4 MW, est propriétaire de quatre centrales à gaz qui ont chacune une capacité de 10 MW et détient une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située dans la région de Londres.

Au total, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, les centrales de Cottam et de West Burton ont produit 15,1 TWh d'électricité.

Énergies renouvelables

Grâce à EDF Energy Renewables (« EDF–ER »), joint venture entre EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs renouvelables et conclut des contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'énergies renouvelables, aidant ainsi les développeurs indépendants. Ceci permet à EDF Energy de concilier le respect de ses obligations en matière d'énergies renouvelables (*Renewables Obligation* ou « RO ») et la fourniture d'une électricité de source renouvelable à ses clients. La RO a subi de nombreuses réformes et améliorations et, en avril 2010, son échéance a été prolongée, passant de 2027 à 2037 pour les nouveaux projets.

En 2010, le portefeuille opérationnel des énergies renouvelables a augmenté de 50 MW, la construction des parcs éoliens de Rusholme et de Burnfoot s'étant achevée à la fin de l'année. Le parc éolien de Fairfield (d'une capacité de 6,5 MW) est en cours de construction et devrait entrer en service début 2011.

Désormais, EDF-ER exploite ou a conclu des accords pour une capacité totale attendue d'environ 360 MW (dont 262 MW[1] produits par 19 parcs éoliens répartis au Royaume-Uni). Longpark, situé à Galashiels en Ecosse, est le plus grand parc éolien en exploitation d'EDF-ER au Royaume-Uni. Il compte 19 turbines et a été officiellement inauguré le 22 novembre 2010.

Par ailleurs, EDF-ER a lancé des activités de conception et d'achat d'équipements pour le parc éolien en mer de Teesside, qui disposera d'une puissance installée totale d'environ 60 MW et dont l'exploitation commerciale devrait commencer fin 2012. Il s'agit du premier parc éolien en mer d'EDF-ER.

Achat de combustible et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives à l'achat d'énergie et à la gestion des risques sont conformes à celles du groupe EDF ; elles assurent que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que les services sont fournis à un prix compétitif. EDF Energy achète et vend de l'électricité, du gaz, du charbon, des droits CO_2 et d'autres ressources nécessaires sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de ses centrales et de ses clients.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa propre production, EDF Energy s'approvisionne en électricité par le biais de :

- contrats d'achat à long terme conclus avec la centrale de Barking (située à Londres) et avec SSE. En 2010, ces contrats d'achat d'électricité ont représenté environ 3,6 TWh d'électricité. En 2010, le contrat d'achat à long terme conclu avec la centrale de Barking a expiré et n'a pas été renouvelé ;
- contrats avec des producteurs directement raccordés aux réseaux de distribution, sans avoir à passer par le réseau de transport, ce qui évite les coûts associés. Il s'agit essentiellement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables. Au cours de l'année 2010, EDF Energy a acquis environ 2,5 TWh sur ce marché ; et
- contrats d'achats de gros conclus avec des tiers et soumis à la stratégie d'EDF Energy en matière de politique de gestion des risques. Au cours de l'année 2010, EDF Energy a acquis environ 35,1 TWh par ce biais.

Approvisionnement en gaz, charbon et droits d'émission CO_2

EDF Energy a conclu des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émission CO_2 (financier) afin d'assurer la couverture des besoins en combustible de ses centrales et de ses clients (gaz).

Les achats de charbon et de droits d'émission CO_2 s'effectuent en fonction des prévisions de production et des niveaux des stocks. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 60 % de charbon en provenance du Royaume-Uni et pour 40 % de charbon d'origine internationale. En 2008, 2009 et 2010, EDF Energy a conclu plusieurs contrats de fourniture de charbon avec des producteurs de charbon locaux, à un prix inférieur à celui du marché pour le charbon importé.

La division ESCS est de plus en plus exposée aux prix du gaz sur les marchés de gros en raison de l'augmentation de la demande des clients résidentiels et de la production à partir de gaz. La division ESCS étudie, en collaboration avec d'autres entités du groupe EDF (EDF Trading et la division Gaz d'EDF), les possibilités d'assurer une meilleure gestion à long terme des différents risques liés à l'approvisionnement en gaz et aux engagements en matière de fourniture de gaz à la clientèle. Cela pourrait notamment prendre la forme d'installations de stockage du gaz permettant de gérer les risques liés à la volatilité à court et moyen terme, des cours. EDF Energy construit actuellement un site de stockage du gaz proche du site existant de Hole House d'EDF Trading, dans la région du Cheshire. EDF Energy continue d'étudier les possibilités d'investissement dans d'autres sites de stockage du gaz, qui permettraient de mieux gérer

1. *Comprend la gestion de quatre parcs éoliens détenus par EDF Énergies Nouvelles dont la production n'a pas été concédée à EDF Energy.*

le risque lié aux fluctuations de prix saisonnières et à la volatilité des prix sur le marché de gros.

B. Gestion Clients

EDF Energy vend de l'électricité à deux principaux segments de clientèle : les particuliers et les entreprises, ces dernières allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises ("PME"). Les ventes aux particuliers constituent le segment *Business to Customer* (« B2C ») et les ventes aux entreprises sont appelées le segment *Business to Business* (« B2B »). EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différentes pour chacun de ces deux segments.

Les tarifs B2C tendent à suivre la tendance générale des prix des matières premières sur le long terme, sans refléter leur volatilité à court terme. Par conséquent, une stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché à court terme est considérée comme un facteur concurrentiel fondamental pour tous les fournisseurs d'électricité ou de gaz.

Le 26 mars 2010, EDF Energy a appliqué une réduction du prix du gaz, qui s'est traduite par une baisse d'environ 4 % pour la majorité des clients particuliers consommateurs de gaz. En octobre 2010, les prix de l'électricité ont été augmentés de 2,6 % pour une partie des clients B2C, en fonction de leur région de résidence. Cette hausse reflétait la progression sous-jacente des tarifs régionaux de distribution de l'électricité.

En novembre 2010, EDF Energy a annoncé un gel des tarifs pour les clients B2C pour la période hivernale, au moins jusqu'au 1er mars 2011, reflétant la volonté de la société de protéger les consommateurs contre d'importantes hausses tarifaires au cœur de l'hiver. EDF Energy s'efforce de se distinguer de ses concurrents, qui pour la plupart ont augmenté leurs tarifs durant l'hiver et de réduire ainsi le taux de perte de clients et les frais d'acquisition associés. En février 2011, EDF Energy a annoncé à ses clients qu'ils continueraient de bénéficier du gel des tarifs jusqu'au 1er mars 2011, date à laquelle les tarifs standards pour les clients résidentiels nationaux ont subi une hausse moyenne de 6,5 % pour le gaz et de 7,5 % pour l'électricité.

Suite à l'augmentation des tarifs mise en œuvre par la plupart des six grandes sociétés du secteur, l'*Office of the Gas and Electricity Markets* (« Ofgem ») a publié le 21 mars 2011 un réexamen du bon fonctionnement des marchés de détail de l'énergie, qui propose des mesures de protection des consommateurs et d'amélioration de la transparence. Cet examen comprend une enquête portant sur l'information financière que les fournisseurs sont tenus de fournir à l'Ofgem en vertu de leur licence de fourniture, ainsi qu'une évaluation de la mise en œuvre par les fournisseurs des réformes régulatoires mises en place par l'Ofgem après l'examen en 2009 des marchés de détail de l'énergie.

Le taux de rotation des clients particuliers britanniques demeure élevé, bien que la tendance soit à la baisse après le pic atteint en 2008. Fin septembre 2010, 15,3 millions de clients B2C britanniques consommant de l'électricité, soit 59 % d'entre eux, et 12,4 millions de clients B2C consommant du gaz, soit 57 % d'entre eux, avaient changé de fournisseur depuis la libéralisation du marche [1].

Fin décembre 2010, EDF Energy disposait de 3,9 millions de clients et de 5,5 millions de comptes clients. Fournissant 18,8 TWh d'électricité à 3,4 millions de comptes B2C et à 255 045 comptes B2B de PME et 44,8 TWh d'électricité à 125 589 comptes B2B, EDF Energy comptait également 1,7 million de clients B2C gaz, à qui la société a fourni 29,8 TWh de gaz en 2010. Si les clients B2C et B2B PME d'EDF Energy sont principalement situés à Londres, dans le sud-est et dans le sud-ouest de l'Angleterre, ses principaux clients B2B disposent de sites répartis dans tout le pays.

6.3.1.2.3 Division Nucléaire Existant

Le parc nucléaire d'EDF Energy se compose aujourd'hui de huit centrales nucléaires au Royaume-Uni d'une capacité totale de 8,8 GW. La division Nucléaire Existant d'EDF Energy détient et exploite le parc nucléaire existant et emploie plus de 5 500 personnes.

Technologie du parc nucléaire existant

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) tandis que la huitième est une centrale à réacteur à eau pressurisée (« REP »), dénommée Sizewell B. Chacune des centrales RAG compte deux réacteurs et deux turbines, tandis que la centrale REP compte un réacteur et deux turbines.

Un modèle RAG diffère à bien des égards d'un modèle REP. Si le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, le modèle REP est pour sa part 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 comprimé 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. Un RAG utilise le dioxyde d'uranium enrichi comme combustible et du CO_2 comme fluide caloporteur.

Le REP est contenu dans un berceau à pression en acier rempli d'eau pressurisée qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. 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 et à la sécurité nucléaires (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), ainsi qu'en ce qui concerne la réglementation du marché de l'électricité et la réglementation environnementale.

Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité à développer un référentiel de sécurité conforme aux termes de la licence d'opérateur nucléaire, cohérent d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision par EDF Energy d'allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date de fermeture actuellement prévue est donc fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions techniques d'exploitation et de sécurité. Par ailleurs, l'allongement des durées d'exploitation nécessitera en outre l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») seulement s'il se traduit par

1. *Source : Rapport trimestriel sur les prix de l'énergie du Department of Energy and Climate Change de décembre 2010.*

une augmentation des coûts spécifiquement supportés par la NDA (tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement*, l'un des accords signés lors de la restructuration de British Energy).

L'adéquation du référentiel de sécurité pour chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé pour la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après les mises en œuvre des mesures appropriées en matière d'inspection, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à la *Nuclear Installations Inspectorate* (« NII »), qui doit donner formellement son accord afin que les centrales concernées puissent être redémarrées. Après un redémarrage, les centrales concernées ne peuvent fonctionner que pendant la période déterminée par le nouveau référentiel de sécurité. 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 par EDF Energy tous les 10 ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par la NII pour que la centrale concernée puisse continuer d'être exploitée.

Les durées d'exploitation retenues en comptabilité des centrales électriques du parc nucléaire existant ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrale électrique	Type de réacteur	Début de la Production	Date de fermeture prévue	Durée d'exploitation comptable	Allongement de la durée d'exploitation déclaré	Examen périodique de sûreté prévu (1)
Hinkley Point B	RAG	Fév. 1976	2016	40 ans	15 ans	2017
Hunterston B	RAG	Fév. 1976	2016	40 ans	15 ans	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	2018	35 ans	10 ans	2018
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	2019	35 ans	10 ans	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	2019	35 ans	10 ans	2019
Torness	RAG	Mai 1988	2023	35 ans	10 ans	2020
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	2023	35 ans	10 ans	2020
Sizewell B	REP	Fév. 1995	2035	40 ans	-	2015

(1) Date de réponse prévue de la NII.

L'objectif stratégique de la division Nucléaire Existant est d'obtenir un allongement de cinq ans en moyenne de la durée d'exploitation actuellement retenue en comptabilité pour les centrales RAG et de 20 ans pour la centrale Sizewell B.

La dernière décision d'allongement de la durée d'exploitation retenue en comptabilité a été prise en décembre 2010 : une fois l'évaluation technique et financière nécessaire réalisée, et après obtention des accords externes appropriés, le conseil d'administration de British Energy a approuvé l'allongement de cinq ans de la durée d'exploitation retenue en comptabilité des centrales Hartlepool et Heysham 1, qui seront exploitées jusqu'en 2019. Ce jalon important a confirmé qu'EDF Energy est en bonne voie pour atteindre ses objectifs en matière d'allongement des durées d'exploitation, ce qui constituait un élément déterminant dans l'acquisition de British Energy.

L'étude de la possibilité d'allonger la durée d'exploitation des autres centrales sera achevée au minimum trois ans avant leurs dates respectives de fermeture.

Le 29 janvier 2010, l'autorité de régulation a approuvé les Examens Périodiques de Sécurité pour Heysham 2 et Torness, pour la période allant jusqu'à 2020, sous réserve de la réalisation du programme de travail convenu.

Capacité et production

Le tableau ci-dessous indique la capacité actuelle et le volume de production des deux dernières années pour chacune des centrales du parc nucléaire existant.

Centrale électrique	Capacité (MW) [1]	Production [2] (TWh) Exercice clos le 31 décembre 2010	2009 [3]
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 040	3,6	4,0
Hartlepool	1 190	8,1	6,8
Heysham 1	1 160	5,2	6,3
Heysham 2	1 210	6,4	8,6
Hinkley Point B	870	6,4	4,9
Hunterston B	890	6,8	5,9
Torness	1 205	7,1	9,0
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 191	4,7	9,0
TOTAL	**8 756**	**48,3**	**54,5**
FACTEUR DE CHARGE [4]		**63 %**	**72 %**

(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 citées reflètent le niveau de production d'énergie attendu des unités à partir du 1er janvier 2011. En particulier, les chiffres des centrales Hinkley Point B et Hunterston B ont été ajustés pour tenir compte de l'exploitation prévue à environ 70 % de la charge, en raison des restrictions pesant sur la température de la chaudière.

(2) La production annuelle prend en compte les arrêts planifiés et non planifiés ainsi que les rechargements en combustible. Les chiffres sont arrondis.

(3) Pour la période qui a suivi l'acquisition, du 6 janvier au 31 décembre 2009. La production nucléaire pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2009 s'est élevée à 55,1 TWh.

(4) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production réelle par la production qui aurait été réalisée si la centrale avait fonctionné à pleine capacité pendant la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La performance du parc nucléaire existant a été mitigée en 2010. Sa production a atteint 48,3 TWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, soit 6,2 TWh de moins que la production nucléaire de 54,5 TWh pour la période du 6 janvier au 31 décembre 2009. La baisse s'explique principalement par des interruptions de service prolongées imputables à une fuite d'eau dans la cuve de pression de refroidissement du réacteur 21 de Dungeness B, à la réparation du réservoir du réacteur 8 de Heysham 2 et aux réparations de la chaudière à pressuriseur de Sizewell B. Les trois réacteurs ont depuis été remis en service. Si, en 2010, la performance des centrales RAG (à l'exclusion de Sizewell B) n'a été que légèrement inférieure aux bons résultats enregistrés en 2009, l'interruption de service non programmée à Sizewell B a eu une très forte incidence sur la production nucléaire annuelle totale d'EDF Energy.

Durant l'exercice clos le 31 décembre 2010, un programme d'arrêts programmés a été mené sur le parc nucléaire existant. Des arrêts programmés ont été réalisés pour le réacteur 1 de Heysham 1, le réacteur 8 de Heysham 2 et le réacteur 1 de Torness. Des arrêts temporaires, notamment pour des inspections de réacteur, ont également été effectués sur les deux réacteurs de Hinkley Point B et sur le réacteur 4 de Hunterston B. Ce programme d'arrêts s'inscrit dans les efforts permanents destinés à renforcer la fiabilité et la sécurité à long terme du parc nucléaire existant, en promouvant les investissements ciblant principalement la fiabilité du matériel et la réduction des risques de pertes futures.

Statut des centrales

Réacteur 21 de Dungeness B

En 2009, l'arrêt programmé du réacteur 21 de Dungeness B a permis de détecter une fuite d'eau dans la cuve de pression de refroidissement du réacteur. La fuite a été réparée et l'unité a été remise en service le 19 août 2010, après des contrôles supplémentaires.

Sizewell B

Le 17 mars 2010, la centrale Sizewell B a été arrêtée suite à des indications de taux d'humidité anormalement élevés dans l'enceinte de confinement. Celles-ci ont été causées par la panne de plusieurs chaudières à pressuriseur. Les chaudières ont été réparées et la centrale a été remise en service le 30 septembre 2010.

Réacteur 8 de Heysham 2

Durant l'arrêt programmé du réacteur 8 de Heysham 2 en 2010, un composant interne du réacteur, le manchon de la colonne d'inspection de service, s'est avéré déformé. L'unité a été remise en service le 3 décembre 2010, après avoir effectué les réparations et contrôles nécessaires.

Heysham 1

La capacité du réacteur 2 de Heysham 1 a été réduite à environ 80 % de sa charge maximale en octobre 2006 afin de réduire la température de la surface d'une partie interne du réacteur, connue sous le nom de « *hot box dome* », et a plus récemment été limitée à environ 70 % de sa charge maximale. Le processus de dégradation de cette surface pourrait en effet,

s'il n'y était pas remédié dans les trois ans, limiter la production des autres réacteurs de Heysham 1 et de Hartlepool en deçà de leur charge maximale.

Une modification destinée à créer d'autres voies de refroidissement a été réalisée sur le réacteur 1 de Heysham 1 durant son arrêt programmé en 2010. Cette intervention a donné de bons résultats. Il a été annoncé le 11 mars 2011 que cette solution était aussi appliquée au réacteur 2 de Heysham 1 et, après l'intervention, la charge est passée à 90 % environ de la capacité maximale. Cette mesure devrait permettre de faciliter la décision d'allongement de la durée d'exploitation de la centrale et augmentera la production attendue pendant la durée d'exploitation restante.

Accords de Restructuration : coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales

Des accords de restructuration ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 sous l'égide du gouvernement britannique en vue de stabiliser la situation financière de British Energy. En vertu de ces accords de restructuration, et en ce qui concerne les activités nucléaires existantes de British Energy (sous réserve de certaines exceptions) :

- le Nuclear Liabilities Fund, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, a accepté (sur instructions du secrétaire d'État) de financer, dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts de démantèlement éligibles des centrales nucléaires existantes de British Energy ;
- le secrétaire 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 usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de démantèlement éligibles, dans les deux cas des centrales nucléaires existantes de British Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du Nuclear Liabilities Fund ; 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 de British Energy (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 British Energy assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement ceux qui proviendraient d'une exploitation des centrales non conforme aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles de British Energy Ltd et de British Energy Generation Ltd envers le NLF et le secrétaire d'État au titre de ces passifs éventuels font l'objet de contre-garanties par les principaux membres du groupe British Energy.

Par ailleurs, British Energy a conclu un accord distinct avec la NDA pour la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et n'assume aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert à Sellafield.

Le secrétaire d'État, EDF et le Nuclear Liabilities Fund ont consenti à des avenants limités aux accords de restructuration précités dans le cadre de l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions. Les avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords uniquement à British Energy, ses filiales et entités affiliées ; en conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF ou à ses filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement du secrétaire d'État ou du Nuclear Liabilities Fund à l'égard de British Energy.

Certains avenants reflètent également l'obtention par British Energy d'une meilleure notation après l'acquisition. En particulier, British Energy est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimum de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de crédit pourra être réduite à zéro, si British Energy atteint une notation financière de qualité ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises à disposition de British Energy par une entité du groupe EDF disposant d'une notation financière de qualité.

6.3.1.2.4 Division Nouveau Nucléaire

La division Nouveau Nucléaire (Nuclear New Build - « NNB ») est chargée de mener à bien le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires d'EDF au Royaume-Uni.

Consultation lancée par le gouvernement britannique concernant le marché de l'énergie et environnement de la planification

Le 20 mai 2010, à la suite des élections en Grande-Bretagne, la coalition gouvernante des conservateurs et libéraux démocrates a publié un document énonçant sa politique et son programme pour des secteurs clés, dont celui de l'énergie. L'Office for Nuclear Development (division du Department of Energy and Climate Change, DECC) a également publié un communiqué confirmant que le Gouvernement poursuivrait son action visant à supprimer les obstacles au déploiement de l'énergie nucléaire, sans toutefois subventionner le secteur.

Le document publié confirmait la volonté de réformer la Commission de Planification de l'Infrastructure (Infrastructure Planning Commission, IPC), non élue, et l'intention de la remplacer par un système efficace et démocratique permettant d'accélérer la réalisation des grands projets d'infrastructure.

La division Nouveau Nucléaire s'est faite confirmer par Sir Michael Pitt, président de l'IPC, dans un courrier officiel, que malgré la volonté du gouvernement de progresser rapidement sur ces points, la plupart de ces changements nécessiteront l'adoption d'une loi et prendront donc un certain temps à être mis en oeuvre. En conséquence, le processus existant d'IPC reste en place et l'examen des demandes ne sera pas reporté dans l'attente de ces changements.

Le 27 juillet 2010, le DECC a publié un rapport annuel sur l'énergie, qui prévoyait notamment la publication d'un document de consultation sur la réforme du marché à l'automne 2010 ainsi que d'un Livre blanc au printemps 2011. Concernant le secteur nucléaire plus spécifiquement, le rapport réaffirmait l'accord de la coalition quant à la poursuite des programmes de construction de nouvelles centrales dès lors qu'aucune subvention publique n'était demandée, et rappelait sa volonté de supprimer les obstacles inutiles à l'investissement.

Le 15 juillet 2010, le DECC a annoncé que le Gouvernement organiserait une autre consultation sur le projet de Déclaration sur la Politique Nationale sur l'énergie, ce qu'a ensuite confirmé le rapport annuel sur l'énergie. En octobre 2010, le secrétaire d'État à l'énergie a annoncé cette nouvelle consultation.

Cette annonce confirmait la décision du secrétaire d'État, autorité compétente conformément à la *Justification of Practices Involving Ionising Radiation Regulations* (réglementation sur la justification des pratiques qui font appel aux rayonnements ionisant) de 2004, qui justifiait la production d'électricité à partir de réacteurs nucléaires AP1000 et EPR.

La loi sur l'énergie de 2008 (*Energy Act*) fixe le cadre garantissant que les exploitants de nouvelles centrales nucléaires remplissent leurs obligations en matière de gestion et d'évacuation des déchets et de frais de démantèlement. L'annonce faite en octobre 2010 précisait également aux exploitants quelles obligations impliquent la constitution de réserves sur des fonds distincts au titre de la *Nuclear Decommissioning and Waste Handling (Designated Technical Matters) Order* de 2010. Si elle est adoptée, cette ordonnance sera suivie par la *Decommissioning and Waste Handling (Finance and Fees)* Regulations de 2010 qui, ensemble, compléteront le cadre légal du financement de la gestion des déchets nucléaires et du démantèlement.

En août, l'Ofgem a publié une décision positive pour les nouvelles constructions nucléaires visant à modifier les exigences du *Grid Code Short Circuit Ratio* pour aménager de très grands générateurs synchrones.

Le 16 décembre 2010, le DECC a lancé sa consultation sur la réforme du marché, tandis que les autorités fiscales britanniques lancaient la leur concernant le mécanisme de prix plancher du carbone. La réforme du marché et l'instauration d'un prix plancher du carbone constituent les principales composantes du cadre qui permettra d'assurer la sécurité de la fourniture énergétique en encourageant les investissements dans toutes les formes de production d'énergie à faible teneur en carbone, notamment le nucléaire. EDF Energy perçoit la mise en œuvre de ces réformes comme une étape essentielle à la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni.

Le Gouvernement a annoncé en mars 2011 qu'il introduirait dans son budget un prix plancher du carbone pour la production d'électricité à partir de 2013.

Activité de la division Nouveau Nucléaire

EDF Energy prévoit de construire quatre nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni : des réacteurs jumeaux à Hinkley Point (la première unité devant être mise en service en 2018) et des réacteurs jumeaux à Sizewell (projet encore à l'étude). Les projets devront obtenir les autorisations nécessaires et bénéficier d'un solide cadre d'investissement.

La sécurité est un axe essentiel de la conception de l'EPR. La technologie EPR a déjà été retenue par EDF pour construire la nouvelle centrale nucléaire située sur le site de Flamanville en France. Utiliser cette même technologie, en l'adaptant aux spécificités britanniques, permettra de profiter des avantages qu'offre la standardisation de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales. En 2010, l'accent a principalement été mis sur l'évaluation des prototypes standards (Generic Design Assessment « GDA »), la demande d'attribution de licence pour les Sites nucléaires et les activités de planification de la construction et de demande d'autorisation à l'IPC, activités essentielles à l'avancement du projet.

Generic Design Assessment

En septembre 2010, le *Health & Safety Executive* (« HSE ») a publié son dernier bulletin trimestriel sur le processus GDA, qui ne met en exergue aucun « élément bloquant » pour que l'AP 1000 ou l'EPR soient exploités au Royaume-Uni. Ce bulletin a toutefois mis en évidence un certain nombre de questions qui ne devraient pas être résolues avant l'échéance de juin 2011. Dans cette hypothèse, une confirmation temporaire d'acceptation du modèle (*Design Acceptance Confirmation* ou DAC) devrait être émise.

En novembre 2010, la direction nucléaire du HSE a validé le contrôle commande de l'EPR sur lequel elle avait demandé des modifications.

Licence pour les sites nucléaires

Le 21 avril 2010, la division Nouveau Programme Nucléaire a présenté son projet de dossier de demande de licence. Des modalités de gestion sont actuellement en cours d'élaboration et la phase de test a commencé en janvier 2011. La demande de licence officielle devrait être présentée au troisième trimestre 2011 et son obtention est attendue à la mi-2012. La direction nucléaire du HSE et la division Nouveau Nucléaire ont signé, en octobre 2010, un contrat conférant à la NII les pouvoirs pour procéder comme si une licence avait été octroyée pour la fourniture de composants jusqu'à ce que la licence pour le site de Hinkley Point C ou de Sizewell C soit réellement accordée. Ceci permet à la division Nouveau Nucléaire d'entamer le processus d'approvisionnement tout en conférant à la NII l'autorité pour superviser le processus. La division Nouveau Nucléaire aura également l'occasion à ce titre de se préparer à travailler en conformité avec les termes d'une licence d'exploitant nucléaire.

Commission de planification de l'infrastructure

EDF Energy a publié ses « propositions préférées » pour la construction de Hinkley Point C, qui ont été soumises à une consultation publique (deuxième étape) le 9 juillet 2010. La consultation, d'une durée de 12 semaines, s'est achevée le 4 octobre 2010. Plus de 1 700 personnes ont assisté aux manifestations publiques et internes et près de 1 600 ont participé aux réunions pour les fournisseurs et intervenants ainsi qu'aux groupes de concertation. Plus de 800 réponses et 541 questionnaires spécifiques ont été recueillis. La société examine attentivement toutes les réponses dans le cadre de l'élaboration de sa demande de planification officielle.

Une enquête téléphonique menée par un organisme indépendant auprès de 1 000 personnes suggère que les partisans des nouvelles centrales sont quatre fois plus nombreux que leurs adversaires et que 85 % des répondants locaux estiment que le projet de Hinkley Point C est important pour leur bassin d'emploi.

L'équipe de Sizewell continue de planifier la consultation de la première étape. Ainsi, un rapport d'orientation sur l'évaluation des transports a été remis au Conseil du Comté de Suffolk ; il énonce les problématiques et méthodes d'évaluation du réseau de transport de Sizewell proposées.

La réglementation sur les substances radioactives est actuellement en préparation.

Les demandes présentées ou qui seront présentées comportent notamment une demande d'ordonnance de création de port autonome qui est nécessaire pour construire une jetée dans la zone littorale de Hinkley Point, une demande de planification locale et d'autorisation de travaux ainsi qu'une demande de construction de nouveaux abris à chauves-souris et de dérogation pour la perturbation d'espèces protégées européennes. Par ailleurs, l'organisme public Natural England a octroyé une autorisation de réimplantation de blaireaux. Enfin, la division Nouveau Nucléaire devrait sous peu soumettre une demande préliminaire de terrassement au Conseil Général du West Somerset.

Une procédure de passation de marché a été communiquée pour le principal contrat relatif au système d'approvisionnement en vapeur nucléaire. L'organisme de contrôle tiers indépendant a donné son accord et une procédure d'appels d'offres a été lancée pour les ouvrages maritimes, les études de génie civil, les travaux de conception du système d'approvisionnement en vapeur nucléaire, les tuyaux RPE et les principaux travaux de génie civil.

Acquisition et cession de terrains nucléaires
Un accord a été conclu avec le principal propriétaire foncier de Hinkley Point et des discussions avec 30 autres sont en cours eu égard à huit sites de développement associés.

6.3.1.2.5 Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)

EDF Energy construit une nouvelle centrale CCGT d'une capacité nette de 1 311 MW, comprenant trois unités de 437 MW chacune, située à West Burton dans le Nottinghamshire, à proximité de la centrale thermique à charbon existante. Le 30 octobre 2007, le projet de West Burton B a obtenu une autorisation aux termes de la Section 36 de l'*Electricity Act* de 1989. La nouvelle centrale, qui devrait entrer en service commercial début 2012, correspond à une conception propre au groupe EDF, élaborée par les services techniques d'EDF chargés du parc thermique.

6.3.1.2.6 Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations

L'acquisition de British Energy a été soumise par la la Commission européenne à certaines conditions. Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a donc approuvé l'opération sous réserve de certains engagements pris par EDF : (i) cession de la centrale électrique à gaz de Sutton Bridge appartenant à EDF Energy ; (ii) cession de la centrale à charbon de British Energy à Eggborough ; (iii) vente d'un volume total minimum d'électricité de 5 à 10 TWh par an sur le marché de gros au Royaume-Uni pour la période 2012-2015 ; (iv) cession, sans conditions, d'un site susceptible de convenir à la construction et à l'exploitation de centrales nucléaires de nouvelle génération situé à côté des stations existantes de British Energy, Heysham ou Dungeness, au choix de l'acquéreur potentiel ; et (v) renonciation à l'un des trois accords de raccordement au réseau de Hinkley Point. Ces engagements doivent être mis en œuvre au cours des prochaines années, à l'exception de la cession de la centrale d'Eggborough et la renonciation à l'un des trois accords de raccordement au réseau de Hinkley Point qui ont déjà été réalisés.

Par conséquent, en application de ces engagements, Sutton Bridge est actuellement gérée de façon indépendante par un gestionnaire distinct dans le cadre d'accords de gestion indépendante. Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire, est une centrale CCGT dotée d'une capacité de 819 MW. Mise en service en mai 1999, elle a été achetée par EDF Energy à Enron en avril 2000.

Sutton Bridge est exploitée dans le cadre d'un contrat de capacité et de péage. Pour honorer l'engagement de cession pris, EDF Energy a dû mettre en place un contrat de péage (*tolling)* virtuel pour Sutton Bridge, en vertu duquel un péagiste tiers bénéficie de la production de la centrale ainsi que de tous les avantages et obligations qui y sont associés.

Options sur Eggborough
Indépendamment de l'engagement pris par EDF envers la Commission européenne de vendre la centrale d'Eggborough, les créanciers (les banques d'Eggborough) ont reçu, dans le cadre de la restructuration de British Energy en 2005, une option d'achat à prix fixe sur la centrale d'Eggborough. Cette option avait, depuis, été cédée à des tiers. L'option a été exercée par ses titulaires avant sa date d'expiration du 31 août 2009, et finalisée avec succès le 31 mars 2010, le transfert de propriété d'Eggborough étant effectif à cette date. Les calculs finaux des ajustements de la contrepartie sont en cours de réalisation.

En conséquence, EDF Energy considère que l'engagement pris envers la Commission européenne a été rempli.

6.3.1.3 Jeux olympiques de Londres 2012

EDF est le partenaire officiel « *Energy utility services* » et un des partenaires « Développement durable » des Jeux Olympiques de Londres 2012. EDF a été le premier partenaire « Développement durable » désigné et le deuxième partenaire officiel de premier rang après Lloyds TSB. À la fin de l'année 2010, il y avait sept partenaires officiels de premier rang incluant Lloyds TSB, Adidas, BT Group plc., BP group plc., British Airways et BMW ainsi que Sainsbury, partenaire officiel des Jeux Paralympiques. On compte également sept partenaires officiels de deuxième rang et 19 partenaires officiels et fournisseurs officiels de troisième rang.

Au titre de ce partenariat, EDF Energy fournira l'énergie des Jeux Olympiques de Londres 2012 à partir de sources nucléaire et d'énergie renouvelable. EDF Energy fournira également un combustible à faible émission carbonée pour la flamme et la vasque olympiques. Le développement durable restera un thème central du partenariat, l'objectif d'EDF étant de diffuser sa vision « Changer l'énergie ensemble ».

6.3.2 Allemagne – EnBW

EnBW est le troisième énergéticien allemand après E.ON et RWE et avant Vatenfall Europe par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients. Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité dans l'électricité comprend la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le trading. EnBW est également présent dans le secteur du gaz (*midstream* : accords d'importation, infrastructures, stockage de gaz, trading/gestion de portefeuille – *downstream* : transport, distribution et vente) et fournit des services énergétiques. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg.

Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello, le fournisseur d'électricité en Allemagne qui a le plus de clients en dehors de sa zone historique.

En 2010, EnBW a réalisé un chiffre d'affaires de 17,509 milliards d'euros et un EBITDA de 3,280 milliards d'euros [1]. EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, publie un certain nombre d'informations, notamment son rapport annuel, qui sont disponibles sur son site Internet www.enbw.com.

Évolution récente de la participation dans EnBW

Compte tenu des accords signés le 6 décembre 2010 portant sur le rachat par le Land du Bade-Wurtemberg de la participation d'EDF dans EnBW, la société n'est plus consolidée à compter du 6 décembre 2010 par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du groupe EDF mais sa contribution figure sous les rubriques « actifs détenus en vue de la vente » et « passifs détenus en vue de la vente » au bilan et est traité en « activités en cours de cession » au compte de résultat et dans le tableau des flux de trésorerie conformément à la

1. *Source : Rapport Annuel EnBW 2010.*

norme IFRS 5 (voir la note 4.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

A la suite de la finalisation de la cession par le Groupe de sa participation dans EnBW le 17 février 2011 (voir ci-dessous), le groupe EDF ne détient plus d'actions EnBW à la date de dépôt du présent document de référence.

Historique de la participation d'EDF dans EnBW

L'acquisition en 2000 par le groupe EDF d'une participation au capital d'EnBW avait permis au Groupe d'entrer sur le marché allemand de l'énergie.

Depuis cette acquisition, EnBW s'était profondément transformé, en se développant notamment sur de nouveaux marchés au plan national, hors du Bade-Wurtemberg, avec l'acquisition de Stadtwerke Düsseldorf, la prise de participation stratégique dans le distributeur d'électricité et de gaz EWE et les acquisitions et développements de parcs éoliens sur terre et mer. EnBW s'était également plus récemment développé à l'international avec notamment la prise de contrôle du distributeur d'électricité de la ville de Prague en République Tchèque. Enfin, grâce au développement de sa marque Yello, EnBW avait gagné plus d'un million de clients sur l'ensemble de l'Allemagne. La société avait également renforcé son parc de production en construisant des centrales thermiques et hydrauliques ainsi que par l'acquisition et l'échange de capacités de production.

Fin 2010, les autorités politiques du Land de Bade-Wurtemberg ont souhaité doter EnBW d'un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Bade-Wurtemberg.

Par ailleurs, après dix ans de coopération, le groupe EDF devait entrer, dans un environnement économique incertain et complexe, dans une phase de renégociation du pacte d'actionnaires avec OEW (voir ci-dessous), le partenaire avec qui il co-contrôlait EnBW.

Compte tenu de ces éléments, le Conseil d'administration d'EDF réuni le 6 décembre 2010 a approuvé l'acceptation par EDF International de l'offre du Land de Bade-Wurtemberg de rachat de la participation de 45,01% du groupe EDF dans EnBW à un prix de 41,5 € par action. OEW en revanche a choisi de ne pas accepter l'offre du Land et de ne pas exercer son droit de préemption sur la participation d'EDF International dans EnBW.

L'offre du Land ne prévoyait l'octroi d'aucune garantie de passifs du groupe EDF sur EnBW et comportait un acompte de 1,5 euro par action, soit un montant total de 169 millions d'euros payé le 16 décembre 2010, le versement du solde de 4,5 milliards d'euros environ étant intervenu au closing le 17 février 2011 après levée des conditions suspensives. Compte tenu de la déconsolidation de la dette, cette cession a permis une réduction de la dette du Groupe de l'ordre de 7,1 milliards d'euros en 2011.

Pacte d'actionnaires

EDF et OEW avaient conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils étaient convenus de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement. Le pacte précisait qu'EnBW devait être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW déclinait l'investissement proposé.

EDF et OEW étaient tenus de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote au sein des organes sociaux de la société EnBW et d'adopter une position uniforme sur les décisions les plus importantes concernant celle-ci. EDF disposait par ailleurs d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au Conseil de surveillance, EDF disposait de cinq représentants et OEW de quatre (dont le Président avec voix prépondérante), dix membres étaient désignés par les salariés d'EnBW et le dernier membre était désigné conjointement par EDF et OEW. L'un des membres du Directoire d'EnBW (sur un total de cinq) était désigné par EDF.

Le pacte venait à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais il devait demeurer en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposaient ensemble de la majorité du capital, et chacun d'au moins 17 % du capital.

Filiales et participations communes entre EDF et EnBW

EDF et EnBW ont créé ensemble à parité une filiale en vue de développer ensemble des capacités de stockage de gaz naturel à Etzel dans le nord de l'Allemagne.

EDF et EnBW détiennent chacun 50 % de la société Rheinkraftwerke Iffezheim GmbH qui détient et exploite la centrale hydroélectrique d'Iffezheim sur le Rhin, côté allemand. Celle-ci dispose de quatre turbines d'une capacité installée totale de 110 MW. Une cinquième turbine de 38 MW est en cours de construction, dont la mise en service est prévue en 2012.

EnBW détient 32,44 % de la société de production d'électricité ERSA, contrôlée par EDF, dans la région de Rybnik qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW.

EnBW détient par ailleurs une participation de 15,59 % dans le cogénérateur Kogeneracja de la région de Wroclaw (dont le groupe EDF détient 33,40 %). Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 124 MWth. Kogeneracja détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221 MW et de 296 MWth).

Enfin, EnBW détient 2,3 % du capital de l'énergéticien suisse Alpiq, dont EDF est actionnaire à hauteur de 25 %.

6.3.3 Italie

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur des marchés italiens de l'électricité et du gaz. Au 31 décembre 2010, le Groupe détient directement 19,36 % du capital d'Edison (18,96 % des intérêts économiques en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne [1]) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TdE ») qui détient elle-même 61,28 % du capital d'Edison (60 % des intérêts économiques). La participation directe et indirecte d'EDF dans Edison atteint donc 50 % des droits de vote et 48,96 % des intérêts économiques.

Les accords conclus par le Groupe avec la société A2A Spa (anciennement AEM Milano) au cours de l'année 2005, ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A Spa. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ci-dessous.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes au 31 décembre 2010 :

1. *Les actions d'épargne ne confèrent pas de droits de vote mais le droit de participer à la distribution des bénéfices de la société et de percevoir des dividendes majorés.*

- Fenice : le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides et les activités environnementales ;
- Sviluppo Nucleare Italia ("SNI") : le Groupe détient à 50 % de la société Sviluppo Nucleare Italia, joint venture détenue à parité avec Enel (voir section 6.3.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie »)).

Les groupes Dalkia, EDF Energies Nouvelles et EDF Energies nouvelles réparties détiennent également des filiales et participations en Italie.

Enfin, EDF met en œuvre l'accord de partenariat industriel conclu avec Enel sur le nucléaire et poursuit l'étude de la mise à disposition d'énergie thermique en France et des contreparties qu'Enel pourrait fournir en Europe (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») pour une description des principaux termes de l'accord signé avec Enel). Enel, en application de l'accord sur le nucléaire, a déjà détaché plusieurs ingénieurs en formation dans les services d'EDF ainsi que sur le chantier de l'EPR de Flamanville 3, et a exprimé son intérêt pour participer au projet EPR de Penly. Voir également section 6.3.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie ») ci-dessous, concernant l'implication du Groupe dans la relance de la production d'énergie nucléaire en Italie.

Après le séisme japonais et ses conséquences sur la centrale de Fukushima, un moratoire sur la relance du nucléaire en Italie a été décidé en Conseil des ministres le 23 mars 2011 (6.3.3.3 « Relance du Nucléaire en Italie »).

6.3.3.1 Edison

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne, et actuellement le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (les principaux concurrents étant l'acteur national Enel, en première position, ainsi que ENI, E.ON, Tirreno Power, A2A) et du marché du gaz (les principaux concurrents étant ENI et Enel).

En 2010, la production électrique nette d'Edison en Italie s'est élevée à 41,8 TWh, ce qui représente 15 % de la production nette italienne d'électricité (41,6 TWh et 15 % en 2009), et l'activité de gaz en Italie a porté sur 15,8 Gm^3, soit 19 % de la demande italienne de gaz (13,2 Gm^3 et 17,0 % en 2009). Les activités de production d'hydrocarbures d'Edison en Italie et à l'étranger ont augmenté par rapport à 2009 atteignant un niveau de 2 Gm^3 pour la production de gaz et de 3,5 millions de barils pour la production d'hydrocarbures.

En 2010, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 10 446 millions d'euros et a généré un excédent brut d'exploitation (EBITDA) de 1 369 millions d'euros [1]. Dans les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2010, Edison est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 48,96 %.

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre, publie un certain nombre d'informations, et notamment son rapport annuel, qui sont disponibles sur son site Internet (www.edison.it).

6.3.3.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

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 en taille, et le marché électricité, quatrième plus gros marché européen, est un marché connexe au marché français, qui jusqu'à présent bénéficie structurellement d'un niveau moyen de prix élevés. Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison de gérer et développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison a engagé, fin 2008, et ambitionne de continuer dans les années à venir, un développement significatif des ventes d'électricité aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que de ses ventes de gaz sur le segment des grands clients industriels. Le développement d'un portefeuille de clients finals s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont-aval de ses positions.

Le groupe EDF peut bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

6.3.3.1.2 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milano, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milano à cette date) ont signé un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. À cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

Depuis le 1er janvier 2008, AEM Milano est devenu A2A S.p.A (« A2A ») après sa fusion avec ASM Brescia S.p.A., ex-régie de la ville de Brescia, en Lombardie. A2A est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, exerçant des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz ainsi que des activités de traitement de déchets et de chauffage urbain.

Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par A2A, à hauteur de 35 % par des partenaires industriels (ENIA devenue IREN après fusion avec Iride, SEL et Dolomiti Energia) et à hauteur de 14 % par des opérateurs financiers.

Le groupe EDF détient aussi directement 18,96 % d'Edison au travers de sa filiale MNTC (voir l'organigramme figurant au chapitre 7 du présent document de référence).

Dispositions spécifiques du *Structure Agreement*

Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'A2A ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'A2A ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'A2A viendrait à nommer la majorité des membres du conseil d'administration de Delmi, cette clause donne à EDF le droit de racheter la participation de Delmi dans TdE en application d'une option d'achat (*call option*). Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'A2A.

Exercice du contrôle conjoint d'Edison

Le *Shareholders' Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et A2A vis à vis de TdE et d'Edison.

1. *Source : Rapport Annuel Edison 2010.*

TdE

Le conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'Assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi désigne l'administrateur délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un directeur général en droit français) de TdE, et EDF désigne le président du conseil d'administration.

Les réunions du conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Edison

Aux termes du *Shareholders' Agreement,* le conseil d'administration d'Edison est composé de 13 membres élus par l'Assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi, deux administrateurs indépendants (EDF et Delmi en désignant chacun un) et, depuis le 2 avril 2008, un administrateur nommé par les minoritaires par scrutin de liste.

Delmi désigne le président du conseil d'administration et le directeur financier d'Edison (« CFO »), qui peut être administrateur ; EDF désigne l'administrateur délégué (« CEO ») et le directeur général opérationnel (COO). Les réunions du conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Dispositions spécifiques du *Shareholders' Agreement*

Le *Shareholders' Agreement,* entré en vigueur le 15 septembre 2005, prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement.

Aucune décision ne peut être prise au niveau des organes de gouvernance d'Edison ou de TdE sans le vote favorable d'EDF et de Delmi. Le *Shareholders' Agreement* prévoit une procédure de règlement des désaccords entre EDF et Delmi au conseil d'administration de TdE ou d'Edison, ainsi qu'à l'Assemblée générale de TdE, sur des sujets majeurs limitativement énumérés. Si le désaccord sur l'un de ces sujets n'est pas résolu dans un délai de vingt jours à compter de la date où il est apparu, suivant la procédure de règlement prévue, il sera procédé à la dissolution de TdE.

En cas de dissolution de TdE, le liquidateur nommé en application du droit italien procédera à la mise aux enchères des actifs de TdE (à savoir, les actions d'Edison). Les enchères seront ouvertes à EDF et Delmi (ou A2A), seuls ou avec des partenaires, et à tout tiers qui y serait intéressé. Les actifs seront vendus à celui proposant la meilleure offre. Si cette meilleure offre est remise par un tiers, EDF et A2A auront chacun le droit de surenchérir une fois et d'au moins 5 % sur le prix offert par le tiers. Si EDF et A2A proposent chacun une surenchère, les actifs seront vendus à celui proposant l'offre la plus élevée.

Le *Shareholders' Agreement* a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, dans un délai de six mois avant son terme.

Le pacte a été prorogé en 2008 pour une première période de 3 ans se terminant le 15 septembre 2011.

Dans le cadre de leurs discussions portant sur un nouveau projet industriel pour Edison et sur la structure actionnariale de TdE, A2A, Delmi et EDF sont convenus le 15 mars 2011 d'amender le pacte d'actionnaires relatif à Edison et TdE par un avenant. Le délai pour dénoncer le pacte a ainsi été prolongé jusqu'au 15 septembre 2011. Si aucune objection au renouvellement du pacte d'actionnaires n'est notifiée par l'une des parties d'ici la date limite du 15 septembre 2011, celui-ci sera renouvelé pour 3 ans supplémentaires, soit jusqu'au 15 septembre 2014. Si une partie notifiait d'ici là une objection, il serait alors procédé à la dissolution de TdE selon le processus de mise aux enchères décrit ci-dessus, étant précisé qu'il ne pourrait débuter avant le 15 juin 2011.

L'avenant au pacte prévoit également la nomination des conseils d'administration d'Edison et de TdE, pour une période d'un an, par les assemblées générales d'Edison et de TdE qui approuveront les comptes annuels.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders' Agreement* si EDF ou A2A ne détiennent plus (directement ou indirectement) 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra mettre fin au Shareholders' Agreement si A2A cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du conseil d'administration de Delmi.

A2A pourra résilier le *Shareholders' Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa participation dans TdE ou Edison.

6.3.3.1.3 Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe, derrière Enel, la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

Production

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2010 à 12,5 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower soit 3,8 GW) pour une production nette d'électricité en Italie de 41,8 TWh en 2010 (incluant l'énergie provenant des 50 % de la capacité de production d'Edipower) [1].

En 2010, dans un contexte économique et de marché encore difficile, Edison a réduit son exposition au marché des commodités et a augmenté fortement ses achats en bourse (+60 % par rapport à 2009) optimisant ainsi ses sources d'approvisionnement. La production de la centrale de Sallonicco d'Elpedison Power SA en Grèce a atteint 0,9 TWh.

Edison détient, au 31 décembre 2010, 50 % du capital et des droits de vote d'Edipower, conformément aux accords conclus entre les actionnaires. Edison dispose au titre d'un contrat de péage (« *tolling* ») (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un *Power Purchase Agreement* pour les centrales

1. *Source : Edison.*

hydroélectriques, d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Alpiq (20 %), A2A (20 %) et IREN (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Le parc de production et la production correspondante d'Edison, incluant sa part dans Edipower, sont les suivants :

Capacité installée et production 2010 du groupe Edison (1)

Edison + 50 % Edipower	Capacité installée		Production	
	GW	%	TWh	%
Thermoélectrique	10,3	83	35,4	85
Hydroélectrique	1,7	14	5,8	14
Renouvelables	0,4	3	0,7	1
TOTAL	**12,5**	**100**	**41,8**	**100**

(1) Source : Edison

Projets de développement

Depuis fin 2007, Edison a atteint ses objectifs en termes de capacité de production électrique en Italie et se concentre sur la consolidation de ses positions sur le marché italien en se renforçant notamment dans le secteur des énergies renouvelables. En août 2010, elle a ainsi acquis le champ éolien de Melissa de 26 MW.

En Grèce, la société Elpedison, joint venture entre Edison et le partenaire local Hellenic Petroleum, a mis en service à l'automne 2010 la nouvelle centrale à cycle combiné de Thisvi (420 MW), qui s'ajoute à la centrale à cycle combiné déjà en service de Salonicco (390 MW).

Fin des contrats CIP6/92

En 2010, la puissance installée des centrales d'Edison bénéficiant de la subvention CIP6 (régime caractérisé notamment par un tarif de vente attractif au regard du prix moyen de marché), est d'environ 1,6 GW.

Le 2 décembre 2009, le ministère du Développement Economique a publié un décret prévoyant les conditions économiques d'une résiliation anticipée, sur base volontaire, des conventions CIP6.

Le premier décret d'application, entré en vigueur le 29 septembre 2010, détaille les conditions de résiliation pour les centrales utilisant des combustibles fossiles. Edison, qui avait déjà exprimé en décembre 2009 son intérêt pour évaluer les conditions de sortie du régime CIP6, a choisi d'adhérer à la convention de résiliation pour les centrales de Jesi, Milazzo, Porto Viro et Porcari.

Le deuxième décret, concernant les centrales CIP6 utilisant les combustibles issus de processus industriels, comme c'est le cas des centrales d'Edison de Taranto et Piombino, n'a pas encore été publié.

Structure des ventes et commercialisation

Edison a vendu en 2010, 71,9 TWh d'électricité, dont 41,8 TWh produits et 30,1 TWh achetés sur les marchés. Par ailleurs, dans un cadre d'extrême volatilité du marché et afin de réduire son exposition aux fluctuations des prix, Edison a privilégié les ventes en gros à terme (+74,5 % par rapport à 2009) et les ventes aux clients finals (+9,2 % par rapport à 2009) au détriment des ventes sur le marché spot.

En effet, l'activité de commercialisation d'Edison, précédemment concentrée essentiellement sur les clients entreprises et les PME/PMI, s'est développée dès fin 2008 tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle. Edison, qui a aussi lancé une offre duale électricité-gaz, a annoncé en novembre 2010 avoir désormais atteint 1 million de clients sur l'ensemble du segment résidentiel.

6.3.3.1.4 Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures

Edison occupe, après ENI, la deuxième position sur le marché italien pour l'approvisionnement du gaz en Italie, avec une part de marché de 19 % en 2010 [1].

En 2010, Edison a acheté pour 15,3 Gm^3 de gaz, auxquels viennent s'ajouter 2,0 Gm^3 de production propre (dont 0,5 en Italie). Sur les 15,3 Gm^3 d'achats, 7,7 Gm^3 correspondent aux importations via pipeline, 5,8 Gm^3 aux importations GNL. Les 1,8 Gm^3 restant incluent notamment les achats domestiques, les variations de stocks et les pertes réseau.

En 2010, Edison a destiné 1,5 Gm^3 de gaz au secteur industriel, 3,0 Gm^3 au secteur résidentiel et 10,3 Gm^3 au secteur thermoélectrique incluant les besoins de gaz propres d'Edison ainsi que ceux des tiers pour la production d'électricité.

Le portefeuille gaz d'Edison s'appuie sur des contrats long terme, ce qui a permis dans le passé et continue à permettre à Edison la sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz.

Edison, selon les termes du contrat signé en mai 2005 avec ses partenaires ExxonMobil et Qatar Petroleum, dispose, pendant 25 ans, de 80 %, soit 6,4 Gm^3/an de la capacité du nouveau terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 Gm^3/an), qui a été mis en service à l'automne 2009. Ce terminal est alimenté à partir de gaz Qatari.

En 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.

Edison participe à deux projets d'infrastructure d'importation de gaz : le GALSI, gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne (capacité annuelle de 8 Gm^3) et l'ITGI (Interconnexion Turquie-Grèce-Italie), gazoduc destiné à permettre le transit de gaz provenant notamment des pays de la

mer Caspienne via la Turquie, la Grèce et l'Italie et dont une ramification dite IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) reliera la Grèce et la Bulgarie.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2010, Edison est active à travers 60 concessions et permis d'exploration en Italie et 20 à l'étranger et dispose de 52,8 milliards de mètres-cubes équivalents de réserves. En 2010, l'activité E&P a été marquée par la reprise de la production du champ pétrolier « Vega » (dans le Canal de Sicile et opéré par Edison qui en détient 60%) grâce à la mise en place du *Floating Storage and Offloading* (FSO). A l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement d'Aboukir en Égypte dont Edison a acquis, début 2009, les droits d'exploration, de production et de développement pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable pour 10 ans sur demande d'Edison. Ce gisement, qui a produit en 2010 1,0 Gm^3 de gaz naturel et 1,1 million de barils de pétrole contribue à l'objectif de couvrir 15% des besoins d'approvisionnement d'Edison avec sa production propre. En 2010, la production de pétrole d'Edison a été de 3,5 millions de barils contre 2,7 millions en 2009.

Par ailleurs, début 2011, Edison a annoncé avoir remporté trois nouvelles licences d'exploration d'hydrocarbures. En mer de Barents et en mer de Norvège, Edison aura le rôle d'opérateur avec 60 % dans les joint ventures avec North Energy ASA. En mer du Nord, Edison détient 10 % dans une joint venture formée avec Talisman Energy qui aura le rôle d'opérateur (40 %), Det Norske ASA (20 %), Skagen (10 %) et Petoro AS (20 %).

Enfin, concernant l'activité de stockage, Edison compte augmenter sa capacité en Italie, grâce au renforcement des sites de Cellino, Collalto et au développement de nouvelles concessions dont notamment celle de San Potito-Cotignola.

6.3.3.2 Fenice

Fenice, détenue à 100 % par EDF regroupe en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie des installations de production électrique, de chaleur, d'air comprimé ainsi que les réseaux de distribution associés et des actifs environnementaux historiquement liés aux sites industriels du groupe Fiat auprès duquel le groupe EDF a acquis sa participation dans cette société. Aujourd'hui, les activités de Fenice sont centrées sur la fourniture de services énergétiques et environnementaux dans les secteurs publics et industriels, avec un développement rapide de nouvelles installations de cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur) ou trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid).

En 2010, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 473 millions d'euros.

Fenice intervient principalement dans le domaine de l'efficacité énergétique et de la gestion externalisée et 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). Les projets dans le domaine des activités environnementales (assainissements, surveillance continue des installations, ingénierie de l'environnement, analyses de laboratoire, gestion et incinération des déchets) se développent de manière importante notamment grâce à l'augmentation des demandes de prestation de services et des interventions en matière d'écologie et d'hygiène dans les secteurs public et industriel.

En termes d'actifs énergétiques, Fenice détient au total au 31 décembre 2010 des capacités de production d'électricité à hauteur de 508 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 192 MWth.

En Italie, Fenice possède 60 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

Par ailleurs, Fenice exploite et entretient pour le compte de tiers à cette même date 8 centrales de production à cycle combiné dont 6 qui bénéficient du régime « CIP6/92 ».

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. Ces contrats ont fait l'objet à la fin de l'année 2006 d'une renégociation ayant abouti à une prolongation de leur durée jusqu'à fin 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements. Dans l'hypothèse où ces contrats ne seraient pas renouvelés en 2012, Fiat s'est engagé à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Le personnel exploitant les actifs serait retransféré à Fiat.

Hors Italie, Fenice possède deux filiales détenues à 100 % en Espagne et en Pologne respectivement « Fenice Instalaciones Iberica » et « Fenice Poland S.p.z.o.o ». Ces deux sociétés interviennent principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elles assurent également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). Fenice détient également à 100% une troisième filiale en Russie, Fenice Rus, créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services dans le domaine de l'efficacité énergétique. Deux premiers contrats ont déjà été conclus avec des sociétés russes. Fenice détient également 50 % de la société Interenergoeffect, joint venture constituée avec la société russe Inter RAO (société cotée détenue majoritairement par des capitaux publics) dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie.

Par ailleurs, Fenice développe une activité dans les métiers de l'environnement : construction et exploitation de centrales de traitement des eaux industrielles, exploitation d'un incinérateur de déchets industriels et urbains, activités de consultance environnementale, etc.

Depuis son acquisition par le groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle et de ses secteurs d'activités. Cette politique a été renforcée depuis le début de la crise économique de fin 2008, qui a impacté fortement l'industrie de l'automobile, afin de s'orienter prioritairement sur les axes suivants :

- le renforcement de la relation avec son client historique, le groupe Fiat, à travers la mise en œuvre d'un partenariat stratégique industriel permettant de préparer le renouvellement des contrats de fin 2012 ;
- la réorientation de ses activités de développement centrées principalement sur l'efficacité énergétique et les services environnementaux sur des marchés cibles, à travers la mise en œuvre de partenariats stratégiques. Fenice a initié le développement de ces activités en Espagne, Pologne, Russie et Chine ainsi que dans les pays d'Europe centrale bénéficiant de systèmes incitatifs existants ou en cours de mise en œuvre.

6.3.3.3 Relance du nucléaire en Italie

Dès 2008, le gouvernement italien a clairement affiché sa volonté de relancer la filière nucléaire en Italie, avec des objectifs ambitieux : atteindre à terme une production d'énergie nucléaire de l'ordre de 25 % avec des nouvelles centrales nucléaires italiennes (de huit à dix centrales) dont les premières tranches seraient opérationnelles d'ici 2020. Dans ce cadre, une étape importante avait été marquée avec l'accord-cadre signé entre la France et l'Italie, lors du sommet franco-italien du 24 février 2009 portant sur la collaboration en matière nucléaire et couvrant l'intégralité de la filière (de la recherche au retraitement des déchets).

Lors de ce sommet, des accords entre EDF et Enel ont été aussi signés, prévoyant notamment d'étendre la participation d'Enel dans le nouveau programme nucléaire français en l'associant à la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR de Penly, et de créer une joint venture à parité entre EDF et Enel, chargée de réaliser les études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs EPR en Italie.

Dans ce cadre, EDF et Enel ont créé au troisième trimestre 2009 la joint venture dénommée Sviluppo Nucleare Italia (« SNI »). Pour chacun des projets, une fois que l'étude de faisabilité aura été achevée et que la décision formelle d'investissement aura été prise, sera étudiée la possibilité de faire participer d'autres partenaires dans les sociétés qui construiront, détiendront et exploiteront les futures centrales nucléaires de type EPR, qu'EDF et Enel souhaitent développer en Italie.

Dans le prolongement de ces accords, à l'occasion du cinquième sommet franco-italien du 9 avril 2010, des accords de partenariat ont été signés. EDF et Enel ont signé un accord avec Ansaldo Energia et Ansaldo Nucleare prévoyant l'appui d'Ansaldo pour les études techniques, le design, la mise en service de systèmes nucléaires, ainsi que pour les processus de certification et la possibilité pour Ansaldo de participer aux appels d'offres pour des projets EPR hors de l'Italie.

Conformément au souhait du gouvernement italien d'impliquer fortement l'industrie italienne, EDF et Enel, en liaison avec AREVA, ont engagé un programme de travail pour l'identification et l'évaluation des entreprises italiennes susceptibles de fournir des équipements pour le programme nucléaire et un processus de qualification et d'accompagnement des fournisseurs intéressés par la fourniture d'équipements ou de services.

EDF et Enel ont établi un plan de travail pour réaliser les études nécessaires à la caractérisation des sites potentiels, aux premières étapes du processus d'autorisation et à l'étude de faisabilité. Le calendrier prévisionnel de réalisation prévoit une mise en service de la première centrale en 2020 selon le planning actuel.

Par ailleurs, EDF est membre du Forum Nucléaire Italien fondé en juillet 2010, qui regroupe, à fin 2010, 24 partenaires issus des milieux industriels et scientifiques et de la société civile.

Au niveau législatif, une loi du 23 juillet 2009 intitulée « Dispositions pour le développement et l'internationalisation des entreprises, ainsi qu'en matière d'énergie » (dite « loi Développement ») a été promulguée le 15 août 2009. Elle prévoit notamment des dispositions spécifiques en matière d'énergie nucléaire, des mesures pour l'organisation, la sûreté, le renforcement et l'efficacité du secteur énergétique, le soutien aux énergies renouvelables ainsi que pour la transparence et la compétitivité du marché. Il ressort de cette loi trois points essentiels : l'éligibilité des technologies certifiées par d'autres pays de l'OCDE ces dix dernières années, le mandat donné au gouvernement (et non aux régions) en matière nucléaire et enfin la création d'une Autorité de Sûreté Nucléaire autonome et indépendante.

Le Conseil des Ministres italien a approuvé le 10 février 2010 un décret qui détermine les critères généraux pour la localisation et la certification des sites, les étapes de certification des sites et d'autorisation unique de construction et d'exploitation des centrales, ainsi que la campagne d'information du public et les retombées économiques pour les zones concernées.

La Cour Constitutionnelle italienne a rejeté, le 23 juin 2010, les recours de dix régions qui contestaient la loi Développement et annulé, le 13 novembre 2010, les lois adoptées par les régions de Basilicate, de Campanie et des Pouilles visant à interdire la construction de nouvelles centrales nucléaires sur leur territoire. Enfin, la Cour a confirmé le 2 février 2011 la légalité et la constitutionnalité du décret du 10 février 2010 et du cadre législatif nucléaire.

Les statuts de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ont été publiés le 8 juillet 2010 et les propositions de nominations de ses cinq Commissaires ont été approuvées.

Un référendum d'initiative populaire portant sur l'abrogation du cadre législatif actant le retour au nucléaire en Italie se déroulera courant 2011. Il requiert, pour être validé, un taux de participation d'au moins 50 % des inscrits.

Le 23 mars 2011, le Conseil des ministres italien a décidé simultanément : i) la modification du décret législatif du 10 février 2010 (cf. ci-dessus), conformément au processus régulatoire qui prévoyait un décret correctif (portant notamment sur l'optimisation du processus de « *licensing* » et de « *permitting* ») et ii) la mise en œuvre d'un moratoire d'un an sur le projet nucléaire du Gouvernement. Les modalités juridiques de ce moratoire et son impact sur la tenue du référendum nucléaire ne sont pas encore connus.

6.3.4 Autre International

6.3.4.1 Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : (i) la Pologne (production d'électricité, cogénération, commercialisation), (ii) la Hongrie (cogénération, distribution, commercialisation) et (iii) la Slovaquie (distribution, commercialisation).

Le groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la cogénération et des grands réseaux urbains de chaleur.

Les opportunités de développement se présentent essentiellement sous la forme de projets de production d'électricité en renouvellement de centrales existantes ou en création de nouvelles centrales. Des

opportunités existent également en matière de privatisation, notamment en Pologne.

En Russie, le Groupe poursuit sa collaboration avec la société Inter RAO EES et étudie de nouvelles coopérations avec d'autres grands énergéticiens russes (Rosatom, MRSK, Rushydro).

6.3.4.1.1 Pologne

Le Groupe est présent dans les quatre principales filiales suivantes :

- le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA [1] dans la région de Rybnik qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW. ERSA détient 100 % d'Everen, société de commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne. Le renouvellement de 4 unités de production charbon de 220 MW chacune par une unité 900 MW supercritique est à l'étude. Dans ce cadre, un appel d'offres européen a été lancé au mois de décembre 2008, visant à sélectionner le fournisseur des principaux équipements (chaudière, turbine, etc.). La poursuite des études et l'analyse des offres reçues devraient permettre une décision en 2011 ;
- le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze [2] de la région de Gdansk. EC Wybrzeze dispose d'une capacité installée de 331 MW et de 1 199 MWth ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, EC Krakow [3] qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth ;
- le Groupe, via ses filiales, détient 34,4 % des actions du cogénérateur Kogeneracja [4] de la région de Wroclaw. Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 124 MWth. Kogeneracja détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221 MW et de 296 MWth).

La société Energokrak, détenue par ERSA, EC Krakow, EC Wybrzeze et Kogeneracja, 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 occupe une des premières positions en ce qui concerne la production d'énergie à partir de la biomasse.

En juillet 2010, le centre des services partagés a démarré ses activités dans le domaine de la finance, de l'informatique, des achats et de l'ingénierie. Ceci constitue la première étape du projet d'intégration organisationnelle des filiales polonaises.

En novembre 2009, EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais coté sur la bourse de Varsovie) ont signé un accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire. Il s'agit en particulier de réaliser des études de pré-faisabilité pour le développement de réacteurs nucléaires en Pologne et la construction du premier réacteur en Pologne avant fin 2020. Les deux groupes ont annoncé leur intention d'engager des discussions sur la possibilité d'un partenariat industriel pour la construction de centrales nucléaires en Pologne. Les conclusions de l'étude de pré-faisabilité finalisée mi-2010 confirment l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais. Les deux groupes discutent des modalités de poursuite de leur coopération.

6.3.4.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur deux filiales : Budapesti Erömu ZRt (BE ZRt) et EDF DÉMÁSZ ZRt.

L'année 2010 a été caractérisée par une lente sortie de crise et l'arrivée d'un nouveau gouvernement qui a lancé un programme de réduction des déficits. Dans ce cadre, une taxe appelée « taxe de crise » a été instaurée pour plusieurs secteurs industriels dont le secteur énergétique. Son taux est de 1,05 % appliqué au résultat net des activités commerciales et de production. Le parlement a voté son application pour la période 2010 – 2012 mais le gouvernement a communiqué sur son intention d'en faire prolonger la durée.

BE ZRt

Le Groupe détient au 31 décembre 2010, 95,6 % de BE ZRt, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée de 409 MW et 1 366 MWth, BE ZRt assure 55 % des besoins de chaleur 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) via trois contrats long terme (« PPA »), dont la Commission européenne a exigé la résiliation en juin 2008, estimant qu'ils constituaient des aides d'Etat contraires au droit de la concurrence. En conséquence, depuis le 1er janvier 2009, BE ZRt vend la moitié de sa production d'électricité à MVM, au travers d'un nouveau contrat commercial de 8 ans, et l'autre moitié à l'opérateur système MAVIR dans le cadre d'un mécanisme régulé avec support à la cogénération. Initialement valide jusqu'au 31 décembre 2010, ce mécanisme a été étendu pour BE Zrt jusqu'à juin 2013 par décision du régulateur hongrois de janvier 2010. BE ZRT a demandé une révision de cette décision auprès de la Cour de justice hongroise afin d'obtenir une extension jusqu'en 2015.

Pour sa part, le gouvernement hongrois a engagé à la fin 2010 des réformes remettant en cause ce mécanisme : les prix de l'électricité cogénérée ont été réduits de 15 % à compter du 1er janvier 2011, et la durée du support a été limitée à fin 2012. Fin 2010, MVM a informé BE ZRt de son intention de demander la résiliation du contrat commercial devenu non rentable à la suite de l'évolution des prix de l'électricité. Un accord satisfaisant pour BE ZRt a été signé fin janvier 2011 évitant ainsi un litige entre ces sociétés.

La résiliation forcée des contrats à long terme ayant entraîné un dommage important tant pour BE ZRt que pour son actionnaire EDF International, ces deux sociétés sont actuellement parties à plusieurs procédures judiciaires et arbitrale contre l'État hongrois et la Commission européenne, décrites en section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

EDF DÉMÁSZ ZRt

Depuis le 31 décembre 2009, la marque EDF est déployée dans la filiale DÉMÁSZ qui s'appelle désormais EDF DÉMÁSZ ZRt. EDF DÉMÁSZ ZRt est

1. *EDF détient une participation directe de 46,1 % dans le capital d'ERSA, à laquelle s'ajoute une participation indirecte de 18,8 % au travers de EC Wybrzeze, société détenue à hauteur de 99,7 % par EDF.*
2. *EDF détient une participation directe de 99,7 % dans le capital d'ECW.*
3. *EDF détient une participation directe de 94,31 % dans le capital d'ECK.*
4. *EDF détient une participation directe de 16,67 % dans le capital de Kogeneracja, à laquelle s'ajoute une participation indirecte de 17,74 % au travers de EC Krakow.*

détenue à 100 % par EDF et assure des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

En 2010, EDF DÉMÁSZ ZRt a commercialisé 5 677 GWh d'électricité auprès de 771 677 clients et sur le marché de gros.

En matière de distribution, la société EDF DÉMÁSZ Hálozati Elosztó Kft, filiale à 100 % de EDF DÉMÁSZ ZRt, a été créée au 1er juillet 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées. Elle détient les actifs de réseaux (environ 32 000 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) auprès de 775 765 points de livraison.

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 (service universel tel que défini par un décret gouvernemental en application de la loi de 2007 sur l'électricité), et depuis le 31 décembre 2009, la société assure directement les activités de commercialisation de l'électricité sur tout le territoire hongrois aux clients ayant opté pour le marché libre.

EDF DÉMÁSZ ZRt regroupe les deux marques commerciales sur le marché hongrois : « EDF DÉMÁSZ » pour les clients résidentiels et « EDF Energia » pour les clients professionnels.

Enfin, dans la production, EDF DÉMÁSZ ZRt a investi dans une installation expérimentale de production à partir de biogaz qui devrait fonctionner à pleine capacité (1,1 MW) en 2011.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production notamment via des cycles combinés à gaz.

6.3.4.1.3 Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská Energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie dans la province de Zilina, qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. SSE compte près de 33 000 km de lignes haute, moyenne et basse tension. Au 31 décembre 2010, SSE comptait plus de 645 000 clients pour des ventes représentant 4 803 GWh.

Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, les activités régulées de SSE ont été transférées à compter du 1er juillet 2007, à sa filiale à 100 % Stredoslovenská energetika-Distribúcia a.s (« SSE-D »). Au 31 décembre 2010, SSE-D compte près de 713 445 points de livraison.

En application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, le groupe EDF nomme trois des cinq membres du Directoire de SSE, dont le président, et dispose d'un représentant sur les neuf que compte le conseil de surveillance. À l'Assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

SSE a réalisé la mise en service commerciale le 1er mars 2010 d'une turbine à gaz de 50 MW qui a pour objet de fournir des services systèmes à l'opérateur de réseaux slovaque et a conduit la construction de capacités photovoltaïques d'environ 10 MWe dont la mise en service commerciale a eu lieu en décembre 2010.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production via des cycles combinés à gaz dans la région et des énergies renouvelables.

6.3.4.1.4 Russie

Le groupe EDF, au travers de sa filiale Fenice, détient 50 % de la société Interenergoeffect, joint venture constituée avec la société russe Inter RAO le 2 mars 2010 (voir section 6.3.3.2 (« Fenice »)), dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie. Cette joint venture a démarré son activité opérationnelle fin 2010. Pendant la phase de création de la société, Fenice Rus, filiale à 100% de Fenice, a signé avec le constructeur automobile AvtoVaz, et en partenariat avec Inter RAO, ses premiers contrats de vente de services énergétiques.

EDF, via ERDF-I, et MRSK son homologue russe ont signé un accord de coopération aux termes duquel ERDF-I apportera son appui, sous forme de vente de services, à la modernisation et au renouvellement des réseaux russes ainsi qu'à leur efficacité énergétique.

Dans le cadre du Forum économique qui s'est tenu le 19 juin 2010 à Saint Pétersbourg :

- EDF, Gazprom et ENI ont signé un accord tripartite portant sur la prise de participation d'EDF dans la société South Stream AG. L'accord prévoit l'entrée d'EDF dans le projet avec une participation qui ne sera pas inférieure à 10 % ;
- EDF et Rosatom ont signé un accord de coopération qui définit le cadre de la collaboration entre les deux groupes dans les domaines de la recherche et développement, le combustible nucléaire, ainsi que pour des coopérations concernant des installations nucléaires existantes ou actuellement en cours de construction. L'accord prévoit également que les deux groupes coopèrent au travers d'échanges d'expérience et de formations, incluant notamment des visites de sites industriels dans les deux pays.

Enfin, le Groupe envisage des projets de gestion déléguée d'actifs avec de grands acteurs énergéticiens russes (Inter Rao, MRSK).

6.3.4.2 Benelux

Le Benelux est une zone qui comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande et constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub* de Zeebrugge. Le groupe EDF a renforcé sa présence fin 2009 grâce notamment à l'acquisition de SPE.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 % par EDF, EDF Belgium. La puissance revenant à EDF représente environ 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium est vendue à SPE au travers de contrats à long terme expirant en 2015.

EDF Belgium a développé depuis sa création une activité de commercialisation d'électricité et plus récemment de gaz orientée vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. SPE et EDF Belgium ont signé le 31 août 2010 une convention par laquelle EDF Belgium a cédé ces activités commerciales à SPE au 1er octobre 2010. L'intégration du portefeuille de clients professionnels et industriels d'EDF Belgium avec celui de SPE est une première concrétisation importante des synergies existant

entre SPE et le groupe EDF. En effet, EDF Belgium disposait d'un portefeuille de clients industriels en électricité et en gaz (environ 4 000 points de livraison) présentant des complémentarités avec celui de SPE.

En 2010 et avant le transfert de l'activité commerciale à SPE en octobre, les ventes d'électricité ont atteint un volume de 792 GWh tandis que les ventes de gaz, initiées en 2007, ont atteint 1 640 GWh.

EDF Belgium a poursuivi les activités de développement de deux projets de centrale à cycle combiné gaz, en vue d'obtenir les autorisations et permis nécessaires. Conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne dans le cadre du rachat d'une majorité des parts de SPE par EDF Belgium en novembre 2009, EDF Belgium a engagé le processus de désinvestissement de l'un de ces projets.

SPE

EDF a acquis 51 % du capital de la société SPE en novembre 2009. À compter du changement d'actionnaire de référence de SPE, et conformément à la convention d'actionnaires de SPE en vigueur au moment du changement de contrôle, les actionnaires minoritaires belges disposaient de 3 mois à compter de l'acquisition pour exercer leur droit individuel de vente de leur participation à EDF. Le délai d'exercice a été étendu jusqu'à fin avril 2010 pour les actionnaires minoritaires qui n'avaient pas encore exercé leur droit de sortie.

En avril 2010, un accord a été conclu entre EDF et les actionnaires minoritaires, portant à 63,5 % la participation d'EDF dans SPE. Un seul actionnaire, Dexia a décidé de se défaire totalement de sa participation (6, 1%), deux autres actionnaires ont décidé de sortir pour moitié de leur participation : Publilum (5,35 %) et VEH (1,05 %). Le renforcement de la présence d'EDF au capital de SPE et la nouvelle convention signée avec les actionnaires belges représentatifs des différents équilibres régionaux du pays ayant choisi de rester au capital de la société (36,5 % du capital), permettent à EDF de contribuer au développement de la concurrence sur le marché belge. Par ailleurs, l'identité belge de la société est préservée conformément aux souhaits initiaux d'EDF lors de sa prise de participation dans SPE.

Les équipes d'EDF et SPE ont travaillé sur un important chantier commun d'intégration pendant la première moitié de l'année 2010, ayant pour objectif la mise en commun des bonnes pratiques et la détection des synergies à mettre en œuvre entre les deux entreprises.

SPE est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise représente près de 12 % de la capacité installée au niveau national, avec une capacité de production électrique installée de 1 986 MW et sa participation dans des centrales nucléaires belges à hauteur d'une puissance de 518 MW. La production d'électricité de SPE en 2010 a atteint près de 9 500 GWh. SPE emploie environ 1 000 personnes.

SPE	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	518,5	26,1	3 878	40,9
Thermoélectrique	1 302,7	65,6	5 224	55,1
Hydroélectrique	72,6	3,7	233	2,5
Renouvelables	92,1	4,6	148	1,5
TOTAL	**1 985,9**	**100**	**9 483**	**100**

Outre ses participations dans les centrales nucléaires belges, le parc de production de SPE se compose principalement de centrales électriques alimentées en gaz naturel et de quelques centrales hydrauliques au « fil de l'eau ».

SPE exploite ainsi en Belgique deux centrales thermiques à flamme, à Monsin et Ham, où fonctionnent respectivement une et deux turbines à gaz destinées à répondre aux fortes variations de la demande d'électricité. SPE exploite également quatre centrales à cycle combiné : à Angleur, Ringvaart Serain, et Ham. Dans cette dernière la chaleur encore récupérable après la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain. SPE dispose par ailleurs d'un permis de construire pour une centrale à gaz à Navagne (en visant une puissance installée de 890 MW).

SPE se positionne également sur la production à partir d'éoliennes *onshore* (au travers de sa filiale détenue à 100 %, SPE Power Company (SPEPCO)) réparties sur plus de 20 sites en Wallonie et en Flandre. SPE figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique avec 46 éoliennes représentant une puissance installée de 83 MW. À fin 2010, la puissance éolienne installée atteignait 92 MW.

Sous sa marque Luminus, SPE fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,65 million de points de livraison de clients particuliers et professionnels.

Comme indiqué ci-dessus, SPE a intégré le 1er octobre 2010 les activités commerciales d'EDF Belgium afin de renforcer sa position concurrentielle sur le marché belge. Cette opération permettra à SPE d'élargir et de mieux servir encore sa clientèle d'entreprises. Elle témoigne également de la volonté du groupe EDF de donner au nouvel ensemble tous les moyens de son développement.

Pays-Bas

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise Delta N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et Delta ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., qui avait pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. La première unité de 435 MW a été mise en service industriel en octobre 2009. La mise en service de la deuxième unité de 435 MW a été réalisée en décembre 2009. En 2010, le volume total de production a été de 5 518 GWh.

Le 3 novembre 2010, EDF et Delta ont signé un accord de collaboration pour l'éventuel futur développement d'une nouvelle centrale nucléaire à Borssele, dans la province de Zélande. Delta et EDF vont à présent étudier la mise en place de la structure contractuelle d'une société commune qui

pourrait être créée ultérieurement pour le développement du projet. Si EDF et Delta décidaient de poursuivre le projet, les deux entreprises s'associeraient probablement à d'autres partenaires investisseurs qui pourraient bénéficier de droits de tirage.

6.3.4.3 Suisse

La Suisse présente un intérêt industriel pour le Groupe en raison de sa localisation géographique située au cœur des échanges électriques européens, ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

Le Groupe est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA et dans les ouvrages de production hydraulique Châtelot (50 %) et Mauvoisin (10 %).

Le groupe EDF détient une participation de 25 % dans l'énergéticien suisse Alpiq Holding SA (Alpiq). 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 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'Emosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique intégrée de taille significative au cœur des échanges électriques européens, active dans toute la chaîne des métiers, production, réseaux, négoce, commercialisation et services énergétiques, qui affiche une présence dans 28 pays européens.

Sur la base du chiffre d'affaires 2010 publié par Alpiq [1] (14,1 milliards de francs suisses), l'ensemble constitué aujourd'hui par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (145,6 TWh vendus en 2010, 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 2010, Alpiq disposait d'une puissance installée totale au prorata de ses participations de 6 563 MW de capacités hydraulique, nucléaire et thermique à flamme (hors contrats à long terme). L'année 2010 a été marquée par la poursuite du rapprochement entre les activités industrielles et les personnels des groupes Atel et EOS. Dans ce cadre, Alpiq a réorganisé sa structure juridique pour refléter sa nouvelle organisation. En outre, d'ici fin 2011, en application de la loi de libéralisation du secteur électrique suisse, Alpiq devrait transférer la propriété de son réseau de transport à la société Swissgrid, dans laquelle elle détient 33 % (via Alpiq AG et Alpiq Suisse SA).

Alpiq a développé sa présence en Europe et en Suisse :

- à l'amont en Espagne par le rachat, finalisé le 12 juillet 2010 avec Gas Natural Fenosa, d'une unité d'une centrale à gaz à cycle combiné (400 MW) et d'un droit d'utilisation sur la deuxième unité (400 MW), qui a l'issue de deux années est assortie d'un droit d'achat ;
- à l'amont en Italie (construction d'un cycle combiné gaz de 400 MW à San Severo) et en France notamment (construction d'un cycle combiné gaz à Bayet de 400 MW) ;
- en Suisse, avec la poursuite des travaux pour la construction d'une centrale souterraine de pompage-turbinage entre les barrages d'Emosson et du Vieux-Emosson d'une puissance de 600 MW ;
- dans les services énergétiques au travers de ses filiales Alpiq InTec et Alpiq Deutschland situées en Suisse et en Allemagne respectivement.

Dans le cadre du processus de renouvellement du parc nucléaire suisse, l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (« IFSN ») a validé la demande d'Alpiq d'autorisation générale pour la construction d'une nouvelle centrale nucléaire dans le Niederamt (Canton de Soleure). L'IFSN conclut que les informations fournies par Alpiq sont fondées techniquement et que les exigences légales liées à la sécurité nucléaire sont remplies. Alpiq poursuit l'instruction du projet.

En parallèle, Alpiq, Axpo et BKW ont conclu le 23 décembre 2010, un contrat cadre pour l'instruction en commun de leurs 3 projets de construction de centrales nucléaires sur les sites des centrales existantes Beznau, Mühleberg et dans le Niederamt.

6.3.4.4 Autriche

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, 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.

Activités du groupe EDF en Autriche

A la suite du rachat en 2009 de la participation de 20 % détenue par GDF Suez dans la Société d'Investissement en Autriche (« SIA »), le groupe EDF détenait 100 % de SIA. En 2010, cette société a été absorbée par EDF International, qui détient désormais elle-même 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, du traitement des déchets 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 Steweag-Steg, premier distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie et Steierische Gas und Wärme (« STGW »), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

6.3.4.5 Espagne

Le groupe EDF détient au 31 décembre 2010, 31,48 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale innovante au « charbon propre » 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 et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce 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 2010, Elcogas a produit 1 697 GWh, dont 1 434 GWh en mode GICC.

Le Groupe est également présent en Espagne au travers de plusieurs sociétés du Groupe qui disposent de filiales espagnoles.

Fenice Iberica, société espagnole filiale à 100 % d'EDF Fenice SpA (voir section 6.3.3.2 (« Fenice »)), développe des activités de services éco-énergétiques et environnementaux et des projets de cogénération. En septembre 2010, Fenice Ibérica a acquis 90 % du capital de Power Support, société espagnole réalisant l'opération et la maintenance de 190 MW de centrales de cogénération et d'installations énergétiques. Cette opération permet à Fenice Ibérica de développer ses ventes avec un chiffre d'affaires de 17 millions d'euros, et de devenir un des acteurs majeurs de la cogénération industrielle et des services énergétiques du marché espagnol.

1. *Source : Rapport Annuel 2010 d'Alpiq mis en ligne le 8 mars 2011.*

EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Energies Nouvelles »)) et EDF Trading à partir de sa plate-forme de trading de Londres (voir section 6.2.1.3 (« Optimisation amont/aval-trading»)) sont également présents sur le marché espagnol.

6.3.4.6 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 3 950 TWh en 2009 [1] et une prévision du taux de croissance annuelle moyen d'environ 1 % entre 2008 et 2035 [2], les États-Unis constituent le plus grand marché énergétique au monde.

La nécessité d'investir de façon significative et sur le long terme dans des capacités nouvelles de production électrique et des infrastructures de transport, conjuguée à la dégradation de la situation économique et financière actuelle et aux contraintes environnementales, pose de nombreux défis au secteur de l'électricité américain. Selon une analyse industrielle [3], les besoins totaux d'investissements en infrastructures électriques devraient se chiffrer entre 1 500 et 2 000 milliards de dollars américains d'ici 2030.

D'après l'*Energy Information Agency* (« EIA »), dans un contexte de demande électrique en croissance et de déclassement de 45 GW de capacité de production existante, 250 GW de capacités supplémentaires seront nécessaires d'ici 2035 par rapport à 2009. Entre 1987 et 2007, 320 GW de capacités nouvelles ont été construites [4].

Pour répondre à cette demande, le mix de production disponible est constitué de moyens de production fonctionnant à hauteur de 44,5 % au charbon, 23,3 % au gaz naturel, 20,2 % d'energie nucléaire, 10,4 % d'énergies renouvelables (6,8 % pour l'hydraulique, et 3,6 % pour les autres énergies renouvelables) et 1,6 % pour le solde. Le gaz naturel (grâce aux découvertes de ressources domestiques de gaz non conventionnels) et les énergies renouvelables hors hydraulique (du fait des obligations légales et des incitations fiscales) ont constitué la majeure partie des capacités additionnelles de l'année 2009 et les prévisions de l'EIA indiquent que cette tendance va perdurer dans les prochaines années. Le charbon reste cependant le combustible dominant en raison de l'importance du parc installé, mais sa croissance sera limitée en raison d'une réglementation environnementale plus stricte dans les années à venir. La gestion de la charge et l'accroissement de l'efficacité énergétique vont jouer un rôle croissant dans le futur. Toutefois, la source de production d'électricité sans carbone la plus significative reste l'énergie nucléaire. Celle-ci représente plus de 20 % de la production électrique de base des Etats-Unis. L'*Energy Policy Act* (« EPACT ») voté en 2005 a introduit des mesures incitatives en faveur de l'investissement dans les centrales nucléaires, incluant une garantie fédérale sur les prêts contractés pour certains types de construction permettant de réduire le coût de l'endettement, des crédits d'impôt attribués aux producteurs d'électricité sous certaines conditions et une assurance contre le risque réglementaire.

Le montant initial des garanties fédérales sur les prêts contractés pour de nouveaux projets nucléaires a été fixé à 18,5 milliards de dollars américains dans l'EPACT et le Président Obama a proposé d'augmenter de 36 milliards de dollars américains l'enveloppe des garanties de prêt pour la construction de centrales nucléaires de conception avancée dans son projet de budget 2012. Dans le contexte actuel, le vote de ces crédits est incertain. En février 2010, l'annonce a été faite que deux nouveaux réacteurs du site de Vogtle de Southern Company en Géorgie avaient reçu les premières attributions conditionnelles de garanties de prêts (8,3 milliards de dollars américains).

Par ailleurs, le souci croissant de sécurité énergétique et de préservation de l'environnement n'a pas encore entraîné une dynamique suffisamment puissante aux États-Unis en faveur d'une réduction des émissions carbone au sein de son économie. Dans un contexte économique difficile, le projet de loi contre le changement climatique prévoyant un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission s'appliquant à toute l'économie n'a pas été adopté avant le changement de majorité parlementaire au congrès intervenue en novembre 2010. De surcroît, les évènements récents au Japon introduisent un élément supplémentaire d'incertitude pour le développement de l'activité nucléaire aux Etats-Unis.

6.3.4.6.1 Activités du groupe EDF aux États-Unis

EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

Le groupe est également présent aux États-Unis au travers d'EnXco, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et producteur indépendant d'énergies renouvelables. Le groupe EDF Énergies Nouvelles possède plus de 1000 MW de capacité éolienne et solaire en Amérique du Nord et au Mexique (au 31 décembre 2010) et fournit des services d'exploitation et de maintenance éolienne pour le compte de tiers.

L'offre publique d'achat ou d'échange annoncée par EDF le 8 avril 2011 visant les 50 % du capital d'EDF Énergies Nouvelles que le Groupe ne détient pas (voir section 12.1 (« Evénements postérieurs à la clôture ») contribuera, en cas de succès, à une meilleure intégration des activités d'EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord.

EDF Trading North America

Les activités d'EDF Trading North America (anciennement Eagle Energy Partners) sont présentées à la section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading »).

Activités de recherche et développement aux États-Unis

Le secteur de la R&D aux États-Unis est l'un des plus importants et dynamiques du monde. Ce secteur s'appuie sur un réseau d'environ 1,3 million de chercheurs [5]. Son financement est assuré par l'industrie, le

1. *Source : EIA, Electric Power Annual en date du 4 janvier 2011 (table ES1)*
2. *Source : EIA Annual Energy Outlook 2010 publié en avril 2010 (reference case p 65).*
3. *Source : Brattle Group ; Transforming America Power Industry ; The investment Challenge 2010-2030 ; novembre 2008.*
4. *Source : EIA Annual Energy Outlook 2010, p 67 et Annual Energy Review Table 8.11a publié en août 2010.*
5. *Source : OCDE.*

gouvernement fédéral, mais aussi par des universités, des organismes à but non lucratif, des agences gouvernementales non fédérales, etc.

La part de la R&D consacrée au domaine de l'énergie ne cesse de croître, avec un triple objectif : protection de l'environnement, sécurité de l'approvisionnement et indépendance. Cet effort est soutenu par la législation actuelle (American Recovery and Reinvestment Act) qui a alloué un budget de 36,7 milliards de dollars au Department of Energy en 2009 [1] (5,8 milliards de dollars en 2007 [2]). L'Electric Power Research Institute (EPRI) est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité. Cet organisme à but non lucratif fournit des technologies, des analyses économiques et développe des stratégies pour l'ensemble de ses membres contributeurs, lesquels représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis. Au niveau international, ses adhérents sont répartis dans 40 pays [3].

Afin de tirer profit de ce fort potentiel, EDF détache une équipe de R&D aux États-Unis depuis plusieurs années. Composée de 4 à 6 personnes, cette équipe est installée dans les locaux de l'EPRI à Palo Alto en Californie et à Charlotte en Caroline du Nord. Elle a comme principal objectif de maximiser la qualité de la collaboration du groupe EDF avec cet institut. Cette collaboration couvre de multiples domaines, tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, la capture et la séquestration du carbone, etc.

L'équipe R&D d'EDF aux États-Unis est également chargée de mettre en place des collaborations entre le groupe EDF et des organismes de recherche américains (universités, laboratoires nationaux, industrie etc.) sélectionnés pour leur expertise ou leurs équipements. Des collaborations ont par exemple été établies avec le MIT, la Texas A&M University, IBM, etc. En étant implantée au cœur de la Silicon Valley, une partie de cette équipe peut aussi travailler en temps réel avec certaines des sociétés et universités les plus innovantes du monde.

Activités de détection et de transfert des innovations aux États-Unis

L'industrie énergétique américaine bénéficie de nombreux dispositifs de soutien définis dans l'*American Recovery and Reinvestment Act* et autres textes législatifs. L'innovation est un enjeu majeur pour l'administration actuelle qui souhaite renforcer la compétitivité américaine dans le domaine des technologies d'énergie propre. Plusieurs centres d'innovation et dispositifs de financement fondés sur un partenariat public-privé sont actuellement en place pour promouvoir un système énergétique plus efficace aux États-Unis.

EDF a décidé de lancer aux États-Unis une activité de détection et de transfert en innovation, qui a commencé début 2010 dans la Silicon Valley. L'objectif visé est de donner au groupe EDF l'accès à de nouvelles technologies, de nouveaux produits ou de nouvelles perspectives commerciales. Les innovations sélectionnées devraient normalement dégager une valeur ajoutée dans un délai d'une année. En cas de succès, elles devraient être mises en place au sein des unités commerciales concernées à horizon 2 à 5 ans.

Cette équipe vient compléter les deux autres équipes d'EDF dédiées à l'innovation en Asie et en Europe.

1. *Source : www.doe.gov.*
2. *Source : NSF 09-320, National Science Foundation, septembre 2009.*
3. *Source : EPRI, janvier 2009.*

6.3.4.6.2 Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le groupe EDF a procédé, le 6 novembre 2009, à l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans les actifs de production nucléaire de Constellation Energy Group. Le groupe EDF détient ainsi, conjointement avec CEG, Constellation Energy Nuclear Group (CENG). CENG possède et exploite cinq réacteurs nucléaires situés dans le Maryland et dans l'État de New York. La participation d'EDF au capital de CENG lui permet de jouer un rôle dans l'industrie nucléaire américaine et de partager les bonnes pratiques.

Organisation et règles de gouvernance de CENG

Dans le cadre de la finalisation de l'acquisition par le groupe EDF d'une participation de 49,99 % dans CENG, le groupe EDF et CEG ont conclu un accord en date du 6 novembre 2009 régissant l'exploitation de CENG.

Conformément à cet accord, la gouvernance de CENG est assurée par un conseil d'administration de dix membres dont cinq sont nommés par EDF, et cinq – dont le Président – par CEG. Le vote du Président est prépondérant pour certaines décisions en cas de blocage, notamment pour tout ce qui a trait à la sûreté, la sécurité et à la fiabilité des installations nucléaires de CENG, ainsi qu'à toute situation qui, en raison de la législation américaine, exige ou rend nécessaire qu'un contrôle soit exercé par un citoyen de nationalité américaine.

Outre le Président, le Chief Nuclear Officer et le Chief Executive Officer de CENG doivent également être de nationalité américaine.

Le groupe EDF a le droit de nommer le vice-président du Conseil d'administration de CENG.

En application de l'accord d'exploitation du 6 novembre 2009, le Conseil d'administration de CENG dispose d'un comité permanent d'audit, d'un comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation, et d'un comité permanent de gouvernance et de rémunération, composés d'administrateurs nommés en nombre égal par CEG et le groupe EDF.

L'accord d'exploitation détermine le mode de répartition des distributions en faveur des sociétés de CEG et du groupe EDF. Suite à l'accord global du 26 octobre 2010 entre EDF et CEG, cette répartition, actuellement de 85 % – 15 %, sera de 50,1 % – 49,9 % pour CEG et EDF respectivement à compter du 1er janvier 2015.

En application de l'accord d'exploitation et sauf exceptions et conditions précisées, les parties peuvent transférer leur participation dans CENG à un tiers sous réserve du droit de premier refus de l'autre partie non-affilée.

De surcroît, un contrat de fourniture de services administratifs (SSA) a été signé entre CEG et CENG. Le SSA a une durée de 7 années et prévoit la fourniture par CEG d'une assistance administrative à CENG pour un montant annuel net d'environ 50 millions de dollars américains avec une partie fixe et une variable en fonction des services rendus comportant une indexation de 2 % à compter de 2011.

Activités de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire)

CENG possède, exploite et entretient une capacité de production nucléaire de 3 839 MW répartie entre la centrale de Calvert Cliffs dans le Maryland et celles de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York.

L'activité nucléaire de CENG s'exerce dans un environnement réglementaire prévisible, sous le contrôle de la NRC. Les licences sont accordées pour une durée initiale de 40 ans. Elles peuvent être prolongées par périodes supplémentaires de 20 ans sous réserve que les exploitants surveillent de façon adéquate les composants clés et les structures de leurs centrales.

Toutes les unités de CENG ont présenté une demande pour prolonger de 40 à 60 ans la durée de leur licence et ces demandes ont toutes été satisfaites. En outre, toutes les unités, sauf Nine Mile Point 1, peuvent également demander ou ont déjà demandé l'autorisation d'augmenter la puissance de leur réacteur (de 4,3 % à 16,8 %) [1].

Parc nucléaire de CENG

Capacité

Le tableau suivant décrit les installations de production nucléaire de CENG :

Réacteurs	Localisation	Capacité (MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (MW)
Calvert Cliffs Unité 1	Calvert County (Maryland)	855	100	855
Calvert Cliffs Unité 2	Calvert County (Maryland)	850	100	850
Nine Mile Point Unité 1	Scriba (New York)	620	100	620
Nine Mile Point Unité 2	Scriba (New York)	1 138	82	933
R.E. Ginna	Ontario, (New York)	581	100	581
TOTAL		**4 044**		**3 839**

Source : Rapport 10-K 2010 de CEG.

A fin décembre 2010, toutes les centrales nucléaires de CENG ont reçu la certification ISO 14 001.

Calvert Cliffs

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Calvert Cliffs (855 MW) et de son unité 2 (850 MW). L'unité 1 a été mise en service en 1974 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2034. L'unité 2 est entrée en service en 1976 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2036. Ces deux unités sont des réacteurs à eau pressurisée.

Nine Mile Point

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Nine Mile Point (620 MW) et 82 % de son unité 2 (soit 933 MW sur la totalité des 1 138 MW de cette unité). Les 18 % restants de Nine Mile Point 2 sont détenus par la Long Island Power Authority (LIPA). L'unité 1 est entrée en service en 1969 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2029. L'unité 2 est entrée en service en 1988 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2046. Ces deux unités sont des deux réacteurs à eau bouillante. Suite à l'accident à la centrale Fukushima, la NRC a annoncé des inspections détaillées de 23 réacteurs américains de conception identique à Fukushima, dont Nine Mile Point 1.

CENG effectue des investissements sur Nine Mile Point 2 en vue d'accroître la capacité de l'unité de 105 MW d'ici à juin 2012 faisant ainsi passer sa capacité à 1 243 MW. LIPA participe à hauteur de son pourcentage d'intérêt, soit 18 %, à ce projet.

R.E. Ginna

CENG possède 100 % de la centrale nucléaire de Ginna. Cette centrale possède un réacteur de 581 MW mis en service en 1970 et autorisé à fonctionner jusqu'en 2029. Il s'agit d'un réacteur à eau pressurisée.

Production et performance technique

Production

Les centrales de CENG ont produit 31,5 TWh d'électricité nucléaire en 2010 [2].

La production des installations nucléaires au cours des trois dernières années est décrite dans le tableau suivant :

	Site de Calvert Cliffs			Site de Nine Mile Point			Site de R.E. Ginna	Total
TWh	Calvert Cliffs 1	Calvert Cliffs 2	Total Calvert Cliffs	Nine Mile Point 1	Nine Mile Point 2	Total Nine Mile Point	R.E. Ginna	
2010	6,8	7,2	**14,0**	5,3	7,3	**12,6**	4,9	**31,5**
2009	7,5	7,0	**14,5**	5,0	8,1	**13,1**	4,6	**32,2**
2008	7,2	7,5	**14,7**	5,4	7,4	**12,8**	4,7	**32,2**

1. *Source : NRC Demandes en cours et demandes approuvées d'augmentation de puissance de réacteurs.*
2. *Source : Rapport 10-K 2010 de CEG.*

La production de ces centrales est gérée par la filiale de négoce de CEG, Constellation Energy Commodities Group (CECG) agissant comme agent pour le compte de CENG. CECG gère l'interface de marché avec les opérateurs de systèmes indépendants appropriés (PJM et NYISO).

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre les filiales de CENG et les filiales de CEG et d'EDF ont été modifiés afin de prévoir des prix adossés aux unités de production à compter de novembre 2010 et jusqu'à leur terme, en 2014. Ils incluent également des modifications proportionnelles apportées aux couvertures mensuelles prospectives pendant cette période. Les couvertures préexistantes dans les contrats d'achat d'électricité demeureront en place comme des ventes fermes aux filiales au prix fixé. Une tarification adossée aux unités de production signifie que le paiement des couvertures sera calculé en appliquant une décote de 4 % aux mécanismes de prix pour les transactions de couverture d'énergie stipulées dans les confirmations de l'accord-cadre d'origine. L'électricité produite dans le cadre d'une tarification adossée aux unités de production sera livrée sur une base énergétique ferme par unité de production. Les couvertures de volumes fermes à prix fixe qui ont été préalablement convenues dans la confirmation de l'accord-cadre d'origine demeureront en place à leur prix actuellement en vigueur. La production issue des centrales nucléaires sera d'abord affectée à la satisfaction de ces couvertures de volumes fermes à prix fixe. Une fois ces engagements remplis, elle servira à répondre aux engagements de couvertures énergétiques fermes par unité de production. CENG conservera l'obligation de partager sans délai avec CECG et EDF Trading toute information utile, y compris concernant des mises à l'arrêt ou mises à l'arrêt potentielles, ainsi que toutes les autres informations, à l'instar de l'obligation d'information vis-à-vis de CECG et d'EDF Trading qui lui incombe actuellement dans les confirmations de l'accord-cadre d'origine et dans le *Power Services Agency Agreement* conclu entre chaque filiale de production d'électricité nucléaire et CECG daté du 6 novembre 2009, et ce de manière simultanée, ouverte et transparente.

Par ailleurs, à compter du 1er janvier 2015 et jusqu'à la fin de vie respective des différentes centrales, une filiale de CEG achètera 50,01 % de la production des centrales nucléaires de CENG tandis qu'une filiale d'EDF d'EDF achetera 49,99 % de cette production à un prix qui est adossé à l'unité de production.

Nine Mile Point

CENG vend 90 % de sa part dans la production de Nine Mile Point 2 aux anciens propriétaires de la centrale, à un prix moyen avoisinant les 35 dollars américains par MWh et ce jusqu'à fin novembre 2011. Ce contrat « *Legacy agreement* » est adossé à l'unité de production : si la centrale ne peut assurer la production parce qu'elle est à l'arrêt, il n'y a aucune obligation de faire appel à d'autres sources d'approvisionnement. Les 10 % restants de la participation de CENG dans Nine Mile Point sont vendus à CECG et à EDF Trading North America.

A l'expiration de ces contrats, un accord de répartition des bénéfices (*Revenue Sharing Agreement* (« RSA »)) avec les anciens propriétaires de la centrale sera mis en place jusqu'en 2021. Suivant cet accord, lequel s'applique uniquement au pourcentage de participation détenu par CENG dans l'unité 2, 80 % de la différence entre le prix de marché et un prix de référence défini dans le RSA sera rétrocédé aux anciens propriétaires. Le prix de référence est de 40,75 dollars américains par MWh la première année de l'application de l'accord. Ce prix augmente ensuite de 2 % annuellement. Cet accord est aussi adossé à l'unité de production 2 de Nine Mile Point.

L'unité 2 est exclusivement exploitée dans le cadre d'un contrat d'exploitation avec LIPA. LIPA est responsable des coûts d'exploitation à hauteur de 18 %, y compris les coûts de déconstruction, et des coûts de construction de l'unité 2. Cette autorité est par ailleurs représentée au comité de direction de l'unité 2 de Nine Mile Point, ce qui lui permet d'exercer des fonctions de contrôle et de supervision.

R.E. Ginna

Aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à long terme propre à chacune des unités, CENG vend 90 % de la production et de la capacité de la centrale de Ginna à ses anciens propriétaires pour une période de 10 ans expirant en 2014, à un prix moyen de 44 dollars américains le MWh. La production restante est vendue à CECG et à EDF Trading North America.

Les unités des centrales de Calvert Cliffs et Nine Mile Points fonctionnent avec un cycle de combustible de 24 mois. L'unité de Ginna fonctionne sur un cycle de 18 mois.

Les centrales nucléaires de CENG ont eu un facteur de charge d'environ 90 % pendant les trois dernières années. Leur performance technique est le résultat d'efforts soutenus visant à réduire la durée des mises à l'arrêt dues aux opérations de maintenance, en s'appuyant sur les meilleures pratiques d'ingénierie américaine et sur une analyse de la criticité des composants et des pièces de rechange tout en tenant compte des enjeux liés à la sécurité et à la disponibilité.

En 2010, le parc de CENG a été classé comme le meilleur parc de l'industrie en termes de coefficient de disponibilité.

Performance technique

Le facteur de charge [1] des installations nucléaires de CENG au cours des 3 dernières années est présenté dans le tableau suivant :

Facteur de charge	2008	2009	2010
Calvert Cliffs 1	92,8 %	98,4 %	90,0 %
Calvert Cliffs 2	99,3 %	92,9 %	97,2 %
Nine Mile Point 1	98,2 %	91,9 %	97,5 %
Nine Mile Point 2	90,7 %	99,5 %	89,7 %
R.E. Ginna	93,7 %	90,7 %	97,2 %

Source : Rapport 10-K 2010 de CEG.

1. *Le facteur de charge est le ratio de la production nette d'électricité, pour une période donnée, par rapport à l'énergie qui aurait pu être produite de façon continue, à pleine puissance, durant cette même période (source : Glossaire NRC).*

La sûreté nucléaire constitue la priorité dans l'exploitation et la maintenance des centrales nucléaires de CENG. L'objectif de CENG en matière de sûreté est de protéger le public et les personnels contre les effets d'une exposition inutile aux rayonnements ionisants. Le comité de direction présidé par le Chief Nuclear Officer a la responsabilité de fixer les règles de conduite et les processus permettant de remplir les objectifs en matière de sûreté. Ils sont définis de manière à promouvoir l'excellence dans les comportements, la responsabilisation des personnels, l'identification des problèmes rencontrés et leurs résolutions, l'analyse des risques et enfin la prise de décision prudente permettant de constituer un environemment de travail propice à la sûreté. Le Président et le Conseil d'administration doivent s'assurer que le Chief Nuclear Officer dispose des ressources nécessaires au bon exercice de ses responsabilités.

Les centrales nucléaires de CENG fonctionnent en respectant les prescriptions du « *Clean Water Act* » afin de minimiser leur impact sur l'environnement et disposent d'une assurance nucléaire.

Combustible nucléaire

Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend :

- l'achat d'uranium (concentrés et uranium hexafluoride) ;
- la conversion de concentrés d'uranium en uranium hexafluoride ;
- l'enrichissement d'uranium hexafluoride ;
- la fabrication d'assemblages combustibles.

CENG dispose de contrats de long terme en matière d'approvisionnement d'uranium, de services de conversion, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages combustibles. Ces contrats lui permettent de satisfaire les besoins des installations nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna pour les prochaines années. Ces contrats ont des dates d'échéance de 2011 à 2028. Les marchés des combustibles nucléaires sont compétitifs et les prix peuvent être volatils, cependant aucun problème relatif aux approvisionnements n'est anticipé à ce stade.

Stockage du combustible nucléaire usé – Installations fédérales

Dans le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA) adopté en 1982, il était demandé au Gouvernement fédéral de développer, par l'intermédiaire du Département de l'Énergie, un entreposage destiné à recueillir le combustible usé ainsi que les déchets hautement radioactifs. Le NWPA et les contrats conclus par CENG avec le Département de l'Énergie exigeaient en outre que ce dernier commence à prendre possession du combustible usé produit par les centrales le 31 janvier 1998 au plus tard. Cet engagement n'a pas été respecté par le Département de l'Energie. Ceci a contraint CENG à entreprendre des actions supplémentaires et à supporter les coûts afférents à l'installation de structures de stockage sur site incluant une installation de stockage à sec sur chacun des sites, décrite dans le paragraphe « Stockage du combustible nucléaire usé – Installations sur site » ci-dessous.

Le Département de l'Énergie avait déclaré ne pouvoir respecter cette obligation avant 2020 au plus tôt. En 2010 le Département de l'Energie a demandé le retrait de sa licence en vue d'utiliser le site de Yucca Mountain comme site de stockage national des combustibles usés. A ce stade, CENG est dans l'incapacité de déterminer si le Département de l'Énergie sera en mesure de faire face à ses obligations en 2020.

Chacune des centrales de CENG a déposé plainte contre le gouvernement fédéral et des dommages-intérêts ont été demandés en raison du défaut de mise en place par le Département de l'Énergie d'un processus d'entreposage définitif du combustible usé avant le 31 janvier 1998. Ces différents procès ont été suspendus, en attente du résultat d'autres affaires liées. Pour les dépenses effectuées par CEG en vue du stockage du combustible usé avant la réalisation de l'opération avec le groupe EDF, CEG est autorisé à percevoir toutes les sommes remboursées par le Département de l'Energie. Tous les remboursements reviendront à la joint venture CENG après la date de sa création, soit à partir du 6 novembre 2009. Par ailleurs les droits et obligations des anciens propriétaires des centrales de Nine Mile Point et Ginna sur ce sujet ont été transférés à CENG à l'exception d'un montant potentiel de 10 millions de dollars américains de dommages et intérêts qui pourrait être rétrocédé aux anciens propriétaires de Ginna.

Stockage du combustible nucléaire usé – Installations sur site

La NRC a accordé à Calvert Cliffs une licence jusqu'en 2012 pour exploiter sur site une installation indépendante de stockage sur site du combustible usé. La centrale ainsi que les modules indépendants installés à ce jour ont une capacité de stockage suffisante pour recueillir le contenu intégral du cœur jusqu'en 2015. Des démarches sont actuellement en cours pour reconduire la licence d'installations indépendantes de combustible usé et étendre les capacités pour assurer le fonctionnement jusqu'en 2036.

Sur chacun des sites de Nine Mile Point et Ginna, des installations indépendantes de stockage de combustible usé sont en cours de construction. Sur le site de Ginna, ces travaux se sont achevés en 2010. Sur le site de Nine Mile Point, ils devraient l'être en 2012. Les deux centrales de Nine Mile Point et de Ginna disposent de suffisamment de capacités de stockage internes en attendant que les travaux de construction d'installations indépendantes sur site soient achevés.

Coût de déconstruction des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la règlementation de la NRC et aux conditions imposées par les États concernés, CENG a mis en place des fonds réservés à la couverture des coûts de déconstruction des centrales selon les prescriptions de la NRC. La stratégie de mise en place des fonds réservés à la déconstruction repose sur l'estimation des coûts nécessaires à cette opération et des échéances associées de décaissements. L'estimation par CENG des revenus de ces fonds a reposé sur différents facteurs : la stratégie d'allocation d'actifs applicable aux investissements, les taux de rendement historiques et les conditions actuelles de marché.

Les activités de déconstruction sont à ce jour prévues pour durer jusqu'à la décennie 2080. Tout changement dans les coûts ou le calendrier des activités de déconstruction, ou tout changement dans les revenus du fonds, est susceptible d'affecter la capacité des fonds à couvrir le coût de la déconstruction des centrales, et si les montants devaient s'avérer insuffisants, des fonds supplémentaires devraient être fournis par CENG. Aucun versement n'a été effectué dans ces fonds au cours des exercices 2009 et 2010 et les seuls décaissements effectués l'ont été en vue de couvrir les frais de gestion des fonds et des dépenses autorisées.Tous les 2 ans, la NRC exige des entreprises américaines qui produisent de l'électricité d'origine nucléaire, qu'elles établissent un rapport sur l'état des fonds et qu'elles fournissent une assurance raisonnable qu'ils seront disponibles pour la déconstruction de leurs sites. La NRC a conclu en 2009 que CENG fournissait une garantie satisfaisante ; le prochain rapport que CENG devra fournir à la NRC sur ce sujet devra être déposé au printemps 2011.

La valeur des investissements dans le fonds d'affectation spéciale est reportée à la valeur de marché dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2010, cette valeur était de 1,4 milliard de dollars américains.

6.3.4.6.3 UniStar Nuclear Energy

Depuis juillet 2007, le groupe EDF participe au renouveau du nucléaire aux États-Unis au travers d'UniStar Nuclear Energy (UNE) avec l'objectif de développer l'EPR outre-Atlantique.

Contexte relatif à UniStar Nuclear Energy

Le 20 juillet 2007, EDF et Constellation Energy Group ont signé un accord relatif à la création de la joint venture à 50/50 UniStar Nuclear Energy LLC. L'objet de cette joint venture est de construire, détenir et exploiter un parc standardisé de centrales nucléaires équipées de réacteurs de type EPR en Amérique du Nord.

À la signature de cet accord, EDF a versé un apport initial de 350 millions de dollars américains à la joint venture. En 2008, des contributions additionnelles de 100 et 75 millions de dollars américains ont été apportées, correspondant respectivement à l'enregistrement de la première demande de licence de construction et d'exploitation (COLA) auprès de la NRC pour le projet Calvert Cliffs 3 (mars 2008) et de la deuxième demande de licence pour le projet Nine Mile Point 3 (fin septembre 2008).

En contrepartie des apports en numéraire d'EDF, CEG a apporté à UNE sa participation dans la joint venture avec AREVA (UniStar Nuclear LLC), qui détient l'exclusivité du développement de l'EPR aux États-Unis, et les droits d'utilisation des sites nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et R.E. Ginna afin de développer d'éventuels nouveaux EPR.

Aprés l'annonce par CEG de sa volonté de ne pas poursuivre le project CC3, le groupe EDF a conclu, le 26 octobre 2010, un accord global qui réorganise son partenariat avec Constellation Energy (CEG). Selon les termes de l'accord, EDF a procédé au transfert de 2,5 millions d'actions CEG en sa possession (le transfert de 1 million supplémentaire de ces actions étant soumis à des conditions exposées ci-dessous) et CEG a renoncé aux droits relatifs à son option de vente existante [1]. Suite à ces transactions, CEG est totalement désengagée du développement et du financement d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Calvert Cliffs. L'accord-cadre prévoit également d'autres dispositions, qui réorganisent les relations entre les deux sociétés, et notamment :

- EDF a acquis la participation de 50 % détenue par CEG dans UniStar Nuclear Energy (« UNE ») et, au travers d'UNE, des droits sur deux autres sites nucléaires, Nine Mile Point-3 et Ginna-2, moyennant une contrepartie de 140 millions de dollars américains ;
- EDF a renoncé à son siège au Conseil d'administration de CEG et le pacte de l'actionnaire (y compris la clause de moratoire) existant entre EDF et CEG a été résilié ;
- CEG est convenu d'enregistrer auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) le solde d'actions encore détenues par EDF au capital de CEG.

Les contrats d'achat d'électricité entre CENG, CEG et EDF ont aussi été modifiés. (Voir 6.3.4.6.2 « Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »).

A la suite de l'accord global conclu le 26 octobre 2010 en vertu duquel EDF a acquis la participation de 50 % de CEG dans UniStar Nuclear Energy. EDF est ainsi devenu l'unique actionnaire d'UNE. En outre, dès réception des autorisations requises, CEG procèdera au transfert par CENG au bénéfice d'UNE de nouveaux sites nucléaires potentiels à Nine Mile Point et Ginna dans l'État de New York ; en contrepartie, EDF procèdera au transfert à CEG d'un million d'actions supplémentaires de CEG en sa possession [2].

La rentabilité prospective du projet CC3 dans un cadre non régulé a subi une détérioration marquée du fait de la chute rapide des prix de l'énergie aux Etats-Unis. Cette chute résulte principalement de la montée en puissance de la production de gaz de schiste et d'une situation économique qui reste défavorable. De surcroît, les événements récents au Japon introduisent un élément supplémentaire d'incertitude. Dans ce contexte, la décision d'investir à nouveau des montants significatifs dans le projet CC3 reposera sur trois conditions principales non satisfaites à ce jour :

- La mise en place d'un cadre régulé local dans l'Etat du Maryland à même de viabiliser le projet,
- L'obtention d'un financement fédéral (programme de Loan Guarantee) à des conditions compétitives, et
- La conclusion satisfaisante des négociations avec les deux prestataires principaux (Areva et Bechtel) concernant le coût total du projet et le rôle industriel qu'EDF entend occuper, y compris la possibilité qu'UNE prenne le rôle d'architecte-ensemblier.

Gouvernance d'UniStar Nuclear Energy

Selon les dispositions revues et modifiées de l'accord, EDF Inc. a nommé les huit membres qui composent le Conseil d'administration d'UNE. Afin de respecter la structure de gouvernance destinée à contrôler l'influence d'un actionnaire étranger (*Foreign Ownership Control and Domination*, FOCD), le Conseil d'administration d'UNE accueille en son sein deux administrateurs indépendants et un Président, tous trois de nationalité américaine. En outre les décisions du Conseil d'administration sur la sécurité et la sûreté nucléaires sont confiées par délégation à un sous-comité de la sécurité au sein du Conseil d'administration, auquel siègent les deux administrateurs indépendants et le Président du Conseil d'administration. Le Président-Directeur Général d'UNE est également un ressortissant des États-Unis, qui assume la responsabilité au quotidien des questions de sécurité et sûreté nucléaires. Le Chief Nuclear Officer (CNO) doit aussi être de nationalité américaine.

Le développement des EPR américains

Depuis sa création, UNE s'est consacré au développement des projets d'EPR aux États-Unis et en particulier au premier projet sur le site de Calvert Cliffs, en se concentrant notamment sur :

- le montage et le suivi des dossiers d'autorisation et de permis (y compris la licence de construction et d'exploitation) ;
- la mise en place d'un plan d'actions techniques avec les partenaires industriels AREVA et Bechtel, limité, dans l'attente de l'obtention des autorisations et licences, aux actions nécessaires au respect des objectifs de planning de mise en service des tranches. Ces actions portent sur la réservation et l'approvisionnement de composants essentiels auprès d'AREVA pour lesquels des goulots d'étranglement ont été identifiés, la signature de contrats avec Alstom pour la réservation d'un jeu de quatre turbines et les études d'ingénierie associées, la signature de contrats

1. *En 2008, le groupe EDF avait consenti à CEG la possibilité de disposer de liquidités supplémentaires au travers d'un contrat d'option de vente d'actifs en application duquel CEG avait la faculté de vendre au groupe EDF certains actifs de production non nucléaires dans la limite de 2 milliards de dollars. Cette option de vente devait prendre fin au 31 décembre 2010.*
2. *Source : CEG Formulaire 424B7, 22 novembre 2010.*

d'études d'ingénierie détaillées et d'optimisation des coûts avec le consortium AREVA-Bechtel et le lancement de négociations sur le contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) ;
- l'évolution des négociations pour l'obtention d'une garantie de financement conditionnelle par le Gouvernement fédéral américain (garantie fédérale de prêts du Département de l'Énergie) complétée d'une garantie de prêt de la part de la Coface.

La conception de l'EPR américain s'inspire de l'EPR européen et prend en compte les codes et normes américains. Ses performances en termes de systèmes de sûreté (redondance des systèmes de sauvegarde répartis en quatre trains, récupérateur de corium en cas d'accident majeur, coque permettant de supporter une chute d'avion), de production nette d'électricité (1 600 MW) et de facteur de disponibilité et de charge sont équivalentes.

La conception est principalement réalisée par AREVA Inc. (îlot nucléaire), Bechtel (îlot conventionnel, travaux de génie civil et toutes les installations de la centrale hors îlot nucléaire et salle des machines) et Alstom (principaux composants de la salle des machines).

UNE concentre ses efforts sur le financement du projet, les procédures d'obtention des permis, la mise en place de montages industriels et opérationnels robustes et le développement technique du projet.

Les principales autorisations de construction et d'exploitation de la centrale sont les suivantes :
- AREVA est en charge du dossier de certification de l'EPR américain. L'étude actuelle du dossier par la NRC pourrait conduire à une certification de la conception courant 2013 ;
- Demande de licence de construction et d'exploitation (*Combined Operating License Application,* « COLA ») auprès de la NRC ;
- UNE est également en charge de l'obtention des autorisations réglementaires de l'État du Maryland et des autorités administratives (permis de construire, études d'impact environnemental, autorisation de rejet).

Projet Calvert Cliffs 3

La priorité immédiate d'UNE porte sur la construction potentielle de la troisième tranche de la centrale de Calvert Cliffs (« CC3 ») sur un terrain détenu par UNE contigu aux deux autres unités du site, Calvert Cliffs 1 et 2 exploitées par CENG.

La demande de licence de construction et d'exploitation (COLA) pour le projet Calvert Cliffs 3 a été acceptée pour étude par la NRC, début juin 2008.

En tant que concessionnaire (propriétaire et exploitant de la centrale), UNE est en charge de la demande de licence de construction et d'exploitation. La NRC procède actuellement à une analyse de la demande de licence pour CC3, ce qui pourrait donner lieu à une approbation courant 2013.

UNE sera amenée à conduire également toutes les autres activités qui font sens par rapport à cette date cible d'entrée en exploitation commerciale, et notamment : montage des dossiers réglementaires et administratifs pour l'État du Maryland et les autorités administratives.

Financement

Dans le cadre de l'*Energy Policy Act* de 2005 (EPACT), UNE, à travers son projet CC3, est en lice pour obtenir, du Département de l'Energie, une partie de l'enveloppe de la garantie fédérale de 10 milliards de dollars américains accordée aux projets de centrales nucléaires de nouvelle génération.

La garantie fédérale de prêt du Département de l'Energie est envisagée pour les activités menées après l'obtention de la licence de construction et d'exploitation (COLA). La garantie de prêt de la COFACE est, quant à elle, envisagée pour les activités menées avant et après l'obtention d'une telle licence.

S'agissant du financement du projet et, plus spécifiquement, des demandes de garanties de prêt, la situation est la suivante :

- COFACE : la promesse de garantie destinée à couvrir une partie des dépenses liées aux fournitures (pièces et/ou services) d'AREVA, Alstom et EDF pour CC3 avant l'obtention de la licence COLA a été obtenue en novembre 2009 et a été étendue à l'année 2010 avec une date d'expiration au 22 avril 2011. Le 26 avril 2010, une garantie de couverture de la COFACE à hauteur de 675 millions de dollars américains a été mise en place en vue de financer certaines dépenses et équipements éligibles d'EDF, Areva et Asltom pour la période préalable à l'obtention de la licence. Le 25 mars 2011, la facilité de crédit syndiquée par cinq banques est arrivée à échéance et n'a pas été renouvelée. EDF et ses fournisseurs travaillent à la prolongation de la promesse de garantie COFACE pour la période préalable à l'obtention de la licence.
- Département de l'Énergie américain : en février 2009, le Département de l'Energie a sélectionné, entre autres, le projet CC3 pour effectuer une revue approfondie de son évaluation (dans le cadre d'une « *due diligence* ») en vue d'une éventuelle attribution de garantie de prêt. Ce projet a ensuite été sélectionné avec trois autres projets pour faire l'objet de négociations supplémentaires. Depuis octobre 2009, UNE est en négociation avec le Département de l'Energie sur les conditions de financement des garanties fédérales de prêts. Le 4 décembre 2009, UNE a déposé un projet de contrat EPC avec AREVA et Bechtel. En 2010, UNE a procédé à des mises à jour trimestrielles de sa demande de garantie de prêt. Après une nouvelle phase de diligences durant le premier semestre, le Département de l'Énergie et UNE ont négocié un projet d'accord sur la garantie de prêt conditionnel (CGLC) en définissant les termes et conditions. Toutefois un accord sur ce CGLC n'a pu être obtenu avant le rachat des parts de CEG dans UNE par le groupe EDF. EDF a donc postérieurement à cette acquisition repris les discussions avec le Département de l'Energie en décembre 2010 en vue d'obtenir un CLGC sur de nouvelles bases et une nouvelle phase de revue approfondie a commencé en janvier 2011.

Autorisations administratives

La Public Service Commission du Maryland a émis un Certificat d'Utilité Publique (Certificate of Public Convenience and Necessity, « CPCN ») pour le projet CC3 en juin 2009. Ce certificat regroupe l'ensemble des autorisations de l'État et des autorités administratives nécessaires à la construction de la centrale nucléaire CC3. Le certificat final incluant les révisions relatives aux rejets atmosphériques (Air Permit) a été reçu le 25 août 2010.

Montage industriel pour la conception et la construction de l'EPR américain à Calvert Cliffs

Le montage industriel envisagé pour le projet CC3 repose sur les principes suivants :
- AREVA et Bechtel forment un consortium ;
- UNE et le consortium concluent un contrat EPC pour la réalisation des études de conception, l'achat des équipements et le montage ;
- Le consortium assure le rôle d'architecte-ensemblier.

Toutefois EDF pourrait proposer un schéma industriel différent, renforçant le rôle de UNE en tant qu'architecte-ensemblier du projet et définir de nouvelles

relations contractuelles avec Bechtel et AREVA.

Conception détaillée de la centrale
Le contrat d'ingénierie de conception détaillée de l'EPR américain (générique) et du projet CC3 (spécifique) a été signé en septembre 2008. Outre le travail d'ingénierie en cours, un accord a été conclu en 2009 avec le consortium AREVA-Bechtel qui prévoit le développement des points contractuels suivants : spécification détaillée du périmètre d'études, volume cible d'heures d'ingénierie et mécanisme d'intéressement du consortium, lié à la performance des études.

Les études de conception et l'approvisionnement sont également en cours pour un nombre limité de composants critiques de l'îlot nucléaire (comme composants de la cuve sous pression du réacteur, de générateurs de vapeur) et de l'îlot conventionnel (comme le rotor ou les carters des étages haute et moyenne pression de la turbine), et ce avec AREVA et Alstom respectivement.

Nouveau partenaire américain pour le projet CC3
Lors de son audition par la NRC le 8 décembre 2010, EDF a déclaré estimer que sa structure de gouvernance remplit ses obligations au regard du droit américain, mais qu'il pourra être envisagé ultérieurement d'associer un partenaire américain dans le cadre du projet Calvert Cliffs 3. Par lettre en date du 6 avril 2011, le NRC a informé UNE que le NRC n'acceptera pas d'octroyer une licence d'exploitation à UNE pour CC3 en l'absence d'un partenaire américain.

Autres projets d'EPR américains envisagés par UniStar Nuclear Energy

Nine Mile Point
La demande de licence de construction et d'exploitation pour le projet Nine Mile Point 3 de Scriba (État de New York) a été déposée et acceptée pour étude par la NRC en décembre 2008.

Le projet Nine Mile Point 3 n'a pas été sélectionné par le Département de l'Energie américain pour l'obtention d'une garantie fédérale de prêt car la date d'exploitation commerciale initialement envisagée pour ce projet le place dans une deuxième vague d'attribution.

Compte tenu de la priorité affichée pour le projet CC3 et du calendrier du Département de l'Energie pour l'attribution de la garantie fédérale de prêt, UNE a, depuis 2009, volontairement et sensiblement réduit la cadence des travaux pour le projet Nine Mile Point 3.

Projets PPL et Ameren
Les autres projets d'EPR américains auxquels participe UNE accusent également des retards importants.

Le projet d'EPR Pennsylvania Power & Light (PPL) envisagé à Bell Bend en Pennsylvanie n'a pas été sélectionné par le Département de l'Energie américain en vue de l'obtention d'une garantie fédérale de prêt. PPL exploite deux réacteurs nucléaires (Susquehanna 1 & 2) en Pennsylvanie. PPL recourt cependant à UNE sous la forme d'un contrat de services pour l'établissement de la demande de licence de construction et d'exploitation de ce projet.

Concernant le projet d'EPR envisagé à Callaway dans le Missouri, Ameren a annoncé en avril 2009 la suspension de toute initiative de construction d'une nouvelle centrale nucléaire dans le Missouri. Ameren exploite une centrale nucléaire (Callaway) dans le Missouri.

6.3.4.6.4 Participation d'EDF dans Constellation Energy (CEG)

Au 31 décembre 2010, le Groupe EDF détenait 7,2 % du capital de CEG, ayant une valeur de 425 millions de dollars américains, entreprise basée à Baltimore et figurant au palmarès Fortune 500. CEG détient 50,01 % de CENG, et fournit du gaz naturel, de l'électricité et des services associés sur les marchés de gros et de détail. À la tête d'un parc diversifié d'unités de production localisées aux États-Unis et au Canada d'une capacité de production totale d'environ 11 686 MW fin 2010, CEG distribue de l'électricité et du gaz naturel dans le centre du Maryland à travers sa filiale régulée de distribution Baltimore Gas and Electric Company (BGE). En 2010, CEG a réalisé un chiffre d'affaires de 14,3 milliards de dollars, en baisse de 8% par rapport à 2009. L'exercice 2010 présente une perte nette de 932 milliards de dollars pour CEG [1].

6.3.4.7 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 du Sud.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie, et particulièrement 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 aux 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 la relance du programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.4.7.1 Activités du groupe EDF en Chine

Présent depuis près de 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 MW. Avec le projet de Taishan Phase I (2 x 1 750 MW), 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, l'hydraulique, la distribution et les énergies renouvelables dont l'éolien.

Activités dans la production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay – Ling Ao
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 Guangdong Nuclear Power Holding Co., Ltd (CGNPC) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase I (2 x 1 000 MW), mises en service respectivement en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société Daya Bay Nuclear Operation and Maintenance 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.

1. *Source : 10-K-2010.*

EDF intervient aussi en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Engineering Company Ltd (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II, qui consiste à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site. L'unité 1 de Ling Ao phase II a été mise en service en septembre 2010.

Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC)
Au 31 décembre 2010, 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.

Six mois après le coulage du premier béton de l'unité 1 pour la construction de l'îlot nucléaire en octobre 2009, le premier béton de l'unité 2 a été réalisé en avril 2010. Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGNPC. La mise en service de la première unité devrait intervenir fin 2013 et la seconde en 2014.

Accords de partenariat
L'accord de partenariat global entre EDF et CGNPC 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 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.

Activités dans la production d'électricité thermique charbon
EDF est présent depuis plus de 12 ans dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine.

French Investment Guangxi Laibin Electric power Company, Ltd. (Figlec)
Au 31 décembre 2010, 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 2010, 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 des sociétés chinoises dont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004.

Datang San Men Xia Power Generation Company Ltd. (DSPC)
Au 31 décembre 2010, le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de San Men Xia 2 (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 d'éventuelles participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée dite « supercritique » ou « ultra-supercritique » et, éventuellement, dans des projets mettant en œuvre des solutions de capture et stockage de CO_2 (CCS).

Activités dans le secteur du gaz

Beijing United Gas Engineering & Technology company (« Buget »)
Au 31 décembre 2010, EDF possède 20 % des parts de Buget, société de conception, de construction et de conseil dans le domaine de la distribution du gaz. Beijing Gas Group (BGG) est majoritaire dans la société. L'échéance de la société commune est fixée à 2014.

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 à nouveau les opportunités d'investissement ou d'offres de service, qui répondraient à un besoin de la partie chinoise qui développe un ambitieux programme hydraulique.

6.3.4.7.2 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 de la zone du Grand Mékong, dont la Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs économiques, qui offre 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. EDF manifeste également son intérêt pour des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production, principalement thermique et hydraulique.

Vietnam
Au 31 décembre 2010, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale à cycle combiné à 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 (*Built, 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.

EDF a également manifesté son intérêt pour des centrales cycle combiné gaz et est membre d'un consortium préqualifié dans le cadre d'un appel d'offres pour un projet de centrale charbon de 2 x 600 MW.

Laos
Au 31 décembre 2010, après rachat à Italian-Thai Development public company limited (ITD) de 5 % du capital de la société, 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 « clé en main ». Les autres actionnaires sont une société thaïlandaise, EGCO (Energy Generating Company) à hauteur de 35 % et une société d'Etat laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploitera la centrale pendant 25 ans au titre du contrat de concession conclu

avec le gouvernement du Laos. L'électricité produite sera vendue à la Thaïlande pour 95 % et au Laos pour 5 %.

La mise en service commerciale de l'ensemble du complexe hydroélectrique est intervenue le 30 avril 2010. En délivrant le 3 décembre 2010 sa non-objection au certificat d'achèvement, le gouvernement du Laos a confirmé que le projet avait rempli à cette date ses obligations contractuelles en matières environnementale et sociale et également en termes de performance, conformément aux engagements du contrat de concession signé en 2002 entre le gouvernement du Laos et la société NTPC. Certains de ces engagements se poursuivront durant les 25 ans de la période de concession.

6.3.4.8 Amérique latine

En Amérique latine, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien.

Le groupe EDF détient 90 % de UTE Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à cycle combiné gaz de UTE Norte-Fluminense d'une puissance installée de 869 MW et située dans l'État de Rio de Janeiro. UTE 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. UTE Norte-Fluminense a vendu 6 511 GWh en 2010.

Dans une optique de positionnement sur le long terme, EDF a signé, le 23 décembre 2008, avec les sociétés brésiliennes Eletrobras et Eletronuclear, un accord de coopération dans les domaines hydraulique et nucléaire, d'une durée de 5 ans. L'accord définit les conditions pour mener en commun les études de faisabilité d'un nouveau projet hydroélectrique dans l'État de Para au Brésil (complexe de cinq ouvrages hydroélectriques sur la rivière Tapajos, en Amazonie, d'une capacité totale de 10 682 MW), et organiser le partage d'expériences et de bonnes pratiques concernant le déploiement du nouveau programme électronucléaire brésilien.

Le 17 juillet 2009, un accord de coopération technique (« Technical Cooperation Agreement ») a été 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. 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.

Le Brésil sera le pays organisateur de la prochaine Coupe du monde de Football en 2014 et des Jeux Olympiques à Rio en 2016. Dans le cadre de la préparation de ces grands événements sportifs, EDF et Eletrobras ont signé le 22 juillet 2010 un nouvel accord de coopération pour la préparation et la mise en œuvre conjointe de services dans les domaines de l'efficacité énergétique.

6.3.4.9 Afrique

Le Groupe entend développer des modes d'intervention, variables selon les zones géographiques, sur le continent africain en tant qu'axe de croissance dans les nouveaux marchés. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de l'accès à l'énergie.

6.3.4.9.1 Afrique du Sud

En cohérence avec les perspectives de croissance soutenue de l'économie, le Gouvernement sud-africain prévoit un doublement de la puissance électrique installée de 44 à 85 GW d'ici 2030, dont une part significative devrait être confiée au nucléaire. À l'issue d'une consultation sur la fourniture de 3 500 MW nucléaires, l'électricien national Eskom a déclaré fin 2008 l'appel d'offres infructueux en raison de l'importance du montant de l'investissement dans un contexte de crise économique et financière. Depuis, le dossier est repassé sous l'égide du Gouvernement sud-africain et celui-ci maintient sa volonté d'avoir recours au nucléaire dans son futur bouquet énergétique. D'après le plan directeur énergie du pays rendu public en octobre 2010, 9,6 GW d'énergie électro-nucléaire devraient être mis en service entre 2023 et 2030.

6.3.4.9.2 Côte-d'Ivoire

EDF détenait indirectement 32,85 % de la société Azito Énergie, propriétaire de la centrale d'Azito, et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale, Azito O&M, depuis 1999. Située près d'Abidjan, la centrale, d'une capacité de 289 MW, comprend deux turbines à gaz alimentées par du gaz naturel d'origine ivoirienne, et vend intégralement sa production à l'opérateur national ivoirien.

Le 30 mars 2010, EDF a signé avec Globeleq un accord en vue de la cession de l'ensemble de ses parts dans les sociétés Azito Energie et Azito O&M. Cette cession a été finalisée le 29 octobre 2010, après réalisation de l'ensemble des conditions préalables. Depuis cette date, EDF est totalement désengagé de la centrale d'Azito.

6.3.4.9.3 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.

EDF intervient donc depuis 2010 dans le cadre d'un accord de coopération signé le 17 décembre 2010 qui porte sur tous les volets de l'activité du secteur : production, distribution et commercialisation.

6.3.4.9.4 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, alimentant les familles mais aussi les activités économiques et administratives telles que l'éducation, la santé, etc. (Maroc, Mali, Afrique du Sud). À fin 2010, cinq sociétés de ce type ont été créées dans quatre pays (Mali, Maroc, Afrique du Sud et Botswana). Environ 330 000 personnes bénéficient des services énergétiques de ces sociétés.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec d'autres acteurs industriels tels que Total, Tenesol, Nuon ou FRES et associe désormais de manière systématique des acteurs locaux susceptibles de prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

En Afrique du Sud, EDF détient à ce jour une participation de 50 % dans la société KES (Kwazulu Energy Services). En juin 2009, un opérateur local, Calulo, est entré au capital de KES à hauteur de 15 %. Le solde de 35 % est détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités via des kits photovoltaïques dans le KwaZulu-Natal. Depuis 2007, KES étend son activité à l'Eastern Cape. A la fin 2010, KES alimente en énergie électrique, mais aussi gaz pour la cuisson, environ 69 000 personnes pour un objectif de 270 000 dans les 3 à 4 années sur les deux provinces.

Au Mali, EDF a cédé ses participations dans les deux sociétés Yéelen Kura et Korayé Kurumba. Ces sociétés poursuivent leur développement pour

alimenter sous 2 ans environ 100 000 personnes chacune. EDF les accompagne dans le cadre de contrats de coopération (conseil, retour d'expérience, formation…).

Au Maroc, Temasol (société détenue par EDF et Total via leur filiale commune Tenesol), dessert près de 169 000 personnes avec des kits photovoltaïques.

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC, l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification décentralisée par systèmes essentiellement photovolotaïques sur l'ensemble du territoire. C'est ainsi qu'en juillet 2010, EDF est entré à 45 % dans une filiale commune avec BPC. Cette entreprise locale – BPC Lesedi – est chargée de déployer le programme (300 000 à 400 000 personnes d'ici 5 ans) en s'appuyant sur un réseau de franchisés.

Enfin, en novembre 2010, EDF a remis avec son partenaire local Matforce, une offre à l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (« ASER ») pour devenir opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine Tambacounda Kédougou (180 000 personnes sous 3 ans). Le groupement EDF Matforce est attributaire provisoire de cette concession depuis le 14 décembre 2010. Le contrat de concession est en cours de négociation au début de l'année 2011.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 Énergies nouvelles

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis : en 2010, 35,8 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 16,5 GW en Chine, 9,9 GW en Europe et 5,1 GW aux États-Unis. En Europe, les capacités installées éoliennes en 2010 pour l'Espagne, l'Italie et la France sont respectivement de 1 516 MW, 948 MW et 1 086 MW. La capacité cumulée installée atteignait plus de 194 GW d'éolien dans le monde à fin 2010, dont plus de 86 GW en Europe, plus de 40 GW aux États-Unis et environ 59 GW en Asie [1].

Le développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse et le solaire. L'hydraulique est en effet arrivée à saturation dans beaucoup de pays.

Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables, et en priorité la production éolienne et solaire. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.4.3.2 (« La politique environnementale »). Enfin, EDF favorise le développement des énergies réparties comme le photovoltaïque, les pompes à chaleur et le bois.

6.4.1.1.1 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 :

– Éolien terrestre (« onshore »)

Il s'agit d'une filière mature, avec des éoliennes dans la gamme des 2 à 3 MW, soutenue par des mesures économiques incitatives dans la plupart des pays. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 3 GWh, selon la qualité du site et le type de machines.

Le principal vecteur du développement de cette énergie du groupe EDF est EDF Énergies Nouvelles, qui peut s'appuyer sur la Direction Recherche et Développement d'EDF pour l'expertise et le suivi technique.

Les filiales EDF Energy et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 5 743 GWh en 2010.

– Éolien maritime (« offshore »)

Considéré comme un nouvel espace de développement, l'éolien « *offshore* » est cependant plus onéreux en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau, avec une exploitation/maintenance en mer plus difficile et sur laquelle les opérateurs manquent de retour. En revanche, du fait de vents plus réguliers, le productible (1 MW installé produit 3 à 4 GWh) et les puissances unitaires (3 à 5 MW) pourraient être supérieurs. S'agissant d'une filière en émergence, la rentabilité est théoriquement la même que dans l'éolien onshore, mais avec un profil de risque plus grand. Le groupe EDF, au travers de plusieurs sociétés, a pris des positions prudentes soit sur des parcs de petite taille, soit sous forme de participation minoritaire sur des parcs plus grands pour accroître ses compétences. Par exemple, le parc C-Power dont la première tranche de 30 MW est désormais en exploitation en Belgique, et dont la construction des tranches 2 et 3 d'une capacité de 295 MW a commencé, a pour actionnaire minoritaire EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 18,28 %. De même, le parc de Teeside au Royaume-Uni d'une capacité de 62 MW est détenu à 50/50 par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles.

L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

En 2010, le marché du photovoltaïque a connu en France un essor important, la capacité installée étant passée de 306 à 1 025 MW, Corse et départements d'Outre-Mer compris. La France occupait la cinquième place européenne en termes de capacité installée [1].

C'est également la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte principalement la stratégie de développement du groupe EDF dans l'énergie solaire. Pour la production centralisée, la filiale dispose de 334,5 MWc nets en service ou en construction au 31 décembre 2010, en ligne avec son objectif de capacité installée de 500 MWc nets dans le solaire photovoltaïque à fin 2012. Par

1. *Source : Global Wind Energy Council.*

ailleurs, elle intervient via la filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (détenue à 50 % par EDF Énergies Nouvelles et 50 % par EDF) pour tout ce qui concerne le solaire photovoltaïque dont la production est réalisée sur le lieu de consommation.

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, eau ou 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 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 d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur. EDF est partenaire d'un Groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et fracturées à Soultz (Alsace).

Les ressources de haute température de la France sont également situées dans les départements d'Outre-Mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment à travers sa participation de 5,8 % dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

La biomasse

Les technologies à base de biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société 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. La société Tiru constitue également une des sociétés du groupe EDF valorisant la biomasse via l'incinération de déchets ménagers organiques et de déchets verts. EDF Énergies Nouvelles détient par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIIF Energies Iberica, en partenariat avec le producteur d'huile d'olive Hermanos Santa Maria, une usine située à Lucena (Andalousie) de 26 MW.

Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

En octobre 2008, le groupe EDF a retenu la société irlandaise OpenHydro Group Ltd. pour construire les premières hydroliennes sur le site de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor), dans le cadre de son projet pilote de réalisation de ferme hydrolienne pour produire de l'électricité à partir de l'énergie contenue dans les courants de marées. La coopération avec OpenHydro porte sur l'installation de 4 à 6 hydroliennes, d'une capacité totale de 2 à 3 MW, qui devraient être raccordées progressivement au réseau de distribution d'électricité à partir de 2011. Totalement immergées et faciles à déplacer, elles peuvent être néanmoins émergées pour des opérations de maintenance. Le démonstrateur mis en place à Paimpol-Bréhat permettra de tester la technologie en conditions réelles et d'évaluer précisément son impact sur le milieu marin dans le cadre de différentes études. Cette zone, qui bénéficie de courants dont les niveaux d'intensité sont parmi les plus élevés de France, pourrait accueillir, dans l'avenir, d'autres essais de technologies pilotés par EDF. L'engagement de ce projet illustre l'implication du groupe EDF en faveur du développement des énergies de la mer et sa volonté de renforcer ses compétences et de contribuer au développement d'une filière industrielle à l'horizon 2020, aux côtés, notamment, de l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer).

6.4.1.1.2 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles dont l'objectif est d'atteindre une capacité nette installée de 4 200 MW fin 2012 dont 500 MWc de solaire photovoltaïque.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006 et ses actions ont été admises à la cotation sur Nyse Euronext Paris depuis le 28 novembre 2006.

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital d'EDF Énergies Nouvelles est réparti de la façon suivante : 50 % détenus par EDF, 25,1 % détenus par le groupe Mouratoglou et 24,9 % dans le public (salariés compris).

1. Source : Observatoire statistique du développement durable - février 2011.

Afin d'organiser leurs relations à l'issue de l'introduction en bourse d'EDF Énergies Nouvelles, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou avaient conclu un pacte d'actionnaires en juillet 2006 ayant pour objet de définir le projet d'entreprise d'EDF Énergies Nouvelles, de préciser la répartition des sièges au Conseil d'administration de la société, les règles de gouvernance ainsi que les engagements relatifs au transfert par Monsieur Pâris Mouratoglou et SIIF Luxembourg (le « groupe Mouratoglou »), de tout ou partie de leurs titres EDF Énergies Nouvelles. Un nouveau pacte d'actionnaires a été conclu en octobre 2010 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui reprend pour l'essentiel les stipulations du pacte conclu en juillet 2006 [1].

Aux termes du pacte d'actionnaires, le groupe EDF dispose, sous certaines conditions, d'un droit de préférence en cas de transfert de tout ou partie de la participation du groupe Mouratoglou à un tiers identifié. En outre, dans l'hypothèse où la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Énergies Nouvelles deviendrait inférieure à 10 % du capital de la société, le pacte prévoit que le groupe Mouratoglou pourrait exiger d'EDF le rachat du solde de sa participation en application d'une option de vente consentie par EDF. Réciproquement, à défaut d'exercice par le groupe Mouratoglou de son option de vente, le groupe EDF dispose d'une option d'achat lui permettant de racheter le solde de la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Énergie Nouvelles. Enfin, le groupe Mouratoglou s'est engagé, aux termes du pacte d'actionnaires, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle d'EDF Énergies Nouvelles et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale.

Dans le cadre de la conclusion du nouveau pacte d'actionnaires, les groupes EDF et Mouratoglou ont déclaré à l'AMF, le 21 octobre 2010, continuer à agir de concert vis-à-vis d'EDF Énergies Nouvelles.

EDF a annoncé le 8 avril 2011 le lancement d'une offre publique alternative d'achat ou d'échange sur les 50 % du capital d'EDF Energies Nouvelles que le Groupe ne détient pas. Dans ce cadre, le groupe Mouratoglou a pris l'engagement d'apporter à l'offre la totalité des actions qu'il détient, pour moitié à l'offre en numéraire et pour moitié à l'offre en titres (voir section 12.1 (« Evénements postérieurs à la clôture »).

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles exerce plusieurs activités : le développement, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'électricité, à partir d'énergies renouvelables, la vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits, et enfin l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens pour compte propre et pour compte de tiers (principalement aux États-Unis).

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Énergies Nouvelles par filière et par pays au 31 décembre 2009 et 2010 :

	Au 31 décembre 2010		Au 31 décembre 2009	
(Capacité installée en MW)	Brute (1)	Nette (2)	Brute (1)	Nette (2)
Éolien				
France	389,1	355,4	368,4	324,8
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	251,4	232,1	187,4	165,3
Italie	365,0	182,5	291,4	138,4
Royaume-Uni	227,2	163,2	177,2	138,2
Turquie	128,2	51,8	94,0	34,7
Belgique	30,0	5,5	30,0	5,5
Allemagne	7,6	7,6	3,0	3,0
États-Unis	961,1	878,1	965,3	882,3
Mexique	67,5	67,5	37,5	37,5
Total éolien	**2 922,9**	**2 246,7**	**2 650,0**	**2 032,6**
Solaire				
Italie	90,8	70,3	18,9	11,6
France	70,2	69,4	25,9	25,9
Espagne	35,3	22,7	6,7	1,3
États-Unis	6,1	6,1	6,0	6,0
Grèce	6,0	6,0	-	-
Canada	58,7	58,7	23,4	23,4
Total solaire	**267,1**	**233,2**	**80,9**	**68,2**
Autres filières	**232,6**	**183,3**	**214,5**	**156,2**
TOTAL	**3 422,6**	**2 663,2**	**2 945,4**	**2 257,0**

(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.

1. *Décision et Information AMF n°210C1118 du 29 octobre 2010.*

EDF Énergies Nouvelles est présent en Europe dans les pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien (France, Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie et Turquie) ainsi qu'en Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique). EDF Énergies Nouvelles est également présent en Belgique, en Espagne, en Allemagne et en Bulgarie.

Outre l'éolien, EDF Énergies Nouvelles a fait du solaire photovoltaïque son deuxième axe de croissance (avec 267,1 MWc bruts installés au 31 décembre 2010). La société est également présente dans la petite hydraulique (avec 131,4 MW bruts installés au 31 décembre 2010), la biomasse (avec 26 MW bruts installés au 31 décembre 2010), ainsi que dans le biogaz (56,1 MW bruts installés au 31 décembre 2010) notamment grâce à l'acquisition en juin 2010 du spécialiste américain Beacon Landfill gas qui possède deux unités de production de 50 MW. Le Groupe a par ailleurs cédé les centrales thermiques d'Énergies Antilles (16,7 MW) et Énergies Saint-Martin (13,6 MW) au premier semestre 2010 et arrêté la production de la centrale de cogénération de Mulhouse au troisième trimestre. EDF Énergies Nouvelles ne conserve dans ses activités historiques de cogénération qu'une participation minoritaire de 35% dans la société Cogeri aux côtés du groupe Dalkia.

EDF Énergies Nouvelles employait 3 043 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2010.

Développements dans l'éolien

Au cours de l'exercice 2010, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans l'éolien, axe principal de sa croissance.

Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a augmenté de 272,9 MW ses capacités de production au cours de l'année totalisant ainsi, au 31 décembre 2010, 2 922,9 MW bruts d'éolien. Les mises en service [1] de parcs ont eu lieu principalement en Italie (+73,6 MW), en Grèce (+64 MW), au Royaume-Uni (+50 MW), en Turquie (+34,2 MW), en France (+20,7 MW) et au Mexique (+30 MW).

Au 31 décembre 2010, EDF Énergies Nouvelles disposait de 918 MW en construction (soit 564,1 MW nets) et d'un portefeuille de projets éoliens s'élevant à 13 784 MW.

Dans le cadre de son activité de développement-vente d'actifs structurés, EDF Énergies Nouvelles a finalisé dans l'éolien au cours de l'année la vente du parc de Canton du Quesnoy (10 MW) en France ainsi que la vente aux États-Unis des parcs de Nobles (201 MW).

Développement de la filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque son deuxième axe de développement prioritaire. En 2010, la capacité solaire installée s'élève à 267,1 MWc bruts. Les mises en service ont eu lieu en Italie (+71,9 MWc), en France (+44,3 MWc), au Canada (+35,3 MWc), en Espagne (+28,6 MWc) et en Grèce (+6 MWc). Au 31 décembre 2010, le Groupe totalise 162,6 MWc bruts en construction.

Dans le cadre de son activité de développement-vente d'actifs structurés, EDF Énergies Nouvelles a cédé trois tranches (32,2 MWc) de la centrale de Gabardan, une première tranche de la centrale de Saint-Symphorien (12 MWc) ainsi que 15,7 MWc de projets en grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars).

First Solar reste le principal fournisseur du Groupe en panneaux de couches minces, avec 317 MWc de panneaux sécurisés au 31 décembre 2010 pour la période 2011-2012. Au 31 décembre 2010, EDF Énergies Nouvelles a également sécurisé 164 MWc de panneaux en silicium cristallin et en silicium amorphe.

Par ailleurs, à la suite de la publication en France du décret du 9 décembre 2010 suspendant pour trois mois l'obligation d'achat par EDF de l'électricité photovoltaïque [2] (voir la section 6.5.1.2 (« Législation française »), EDF Énergies Nouvelles a décidé, conjointement avec First Solar, de décaler le démarrage de la construction de l'usine de Blanquefort, pour laquelle le Groupe s'était engagé à acheter l'intégralité de la production à partir de 2012, dans l'attente d'une plus grande visibilité sur le cadre réglementaire du solaire photovoltaïque en France.

Au total, 481 MWc de panneaux photovoltaïques ont été sécurisés pour les années 2011 à 2012, dont une partie sous forme d'option.

6.4.1.1.3 Autres participations dans le secteur des Énergies nouvelles

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR)

EDF ENR, détenue à parité par EDF et EDF Énergies Nouvelles, conçoit et commercialise depuis fin 2007 des offres solaires photovoltaïques pour les particuliers, les professionnels et les collectivités locales disposant de toitures de taille moyenne.

Avec plus de 8 000 toitures de particuliers déjà équipées et plus de 200 réalisations chez les professionnels et les collectivités pour 12 MWc raccordés, EDF ENR se positionne comme un des leaders en France du solaire photovoltaïque en toiture.

Afin de renforcer sa présence dans ce secteur d'activité, EDF ENR a porté à 100 % sa participation dans le groupe Photon Power Technologies en mai 2010, renommé EDF ENR Solaire à cette occasion.

EDF ENR contrôle directement deux autres sociétés dans le secteur des énergies renouvelables :

- **SUPRA :** détenue à 81,28 % par EDF ENR, la société fabrique, notamment sous les marques SUPRA et Richard Le Droff, des cheminées, des foyers fermés et des poêles à bois. Elle a aussi une activité de négoce d'appareils électriques principalement de chauffage.
- **RIBO :** détenue à 100 % par EDF ENR, la société développe des systèmes de chauffage utilisant les pompes à chaleur air/air destinés aux logements individuels (maisons neuves ou en rénovation lourde) et collectifs (réhabilitation du chauffage électrique en secteur social).

EDF ENR détient également des participations dans le secteur des énergies renouvelables :

- **TENESOL :** EDF ENR détenait, conjointement avec Total, 50% du groupe Tenesol qui fabrique des modules photovoltaïques et les commercialise. EDF ENR a annoncé le 14 avril 2011 la signature d'un protocole d'intention avec le groupe Total portant sur la cession à ce dernier de la

1. *Nettes de cessions de capacités.*
2. *Cette suspension ne s'appliquait pas aux installations inférieures à 3kWc et aux installations pour lesquelles le porteur de projet a accepté la proposition de raccordement fait par le gestionnaire de réseau avant le 2 décembre 2010 sous condition de la réalisation de l'installation dans les 18 mois à compter du décret.*

participation de 50% que le groupe EDF ENR détenait dans la société Tenesol via EDF ENR, sa filiale à 50/50 avec EDF (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

- **CAPTELIA :** EDF ENR détient, conjointement avec Imérys Terre Cuite, 50% de cette société qui développe et commercialise un système de tuiles photovoltaïques.
- **GIORDANO :** EDF ENR détient 25 % de cette société qui fabrique des capteurs solaires thermiques (pour chauffe-eau solaires notamment).
- **PV Alliance :** EDF ENR détient, conjointement avec Photowatt International et le CEA Valorisation, 40 % de cette société qui a pour objet la recherche de l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin.
- **APOLLON SOLAR :** EDF ENR détient 40 % de cette société spécialisée dans la recherche de solutions scientifiques, techniques et technologiques destinées à réduire les coûts d'accès à l'énergie photovoltaïque.
- **PHOTOSIL :** EDF ENR détient une participation minoritaire dans cette société qui développe la purification du silicium métallurgique destiné à la fabrication de cellules photovoltaïques.
- **NANOSOLAR :** EDF ENR détient une participation minoritaire dans cette société américaine, qui exploite une technologie innovante de fabrication de cellules photovoltaïques.
- **NEXCIS :** EDF ENR détient une participation minoritaire dans cette société, qui exploite une technologie innovante de fabrication de cellules photovoltaïques (technologie CIGS).

6.4.1.2 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 depuis toujours un producteur d'énergie verte. Depuis 1922, le Groupe conçoit, construit et exploite des unités de valorisation énergétique des déchets.

En 2010, ses 20 unités de traitement thermique et biologique implantées en France et au Canada ont vendu près de 3,7 TWh d'électricité et de vapeur, dont 50 % d'énergie verte [2], à partir de 3,9 millions de tonnes de déchets traités. Les unités de valorisation matière du Groupe implantées en France et à l'international valorisent 320 000 tonnes d'autres déchets (tri/recyclage et compostage). Grâce au Groupe Tiru, chaque année, 465 000 habitants sont chauffés [1] et 590 000 habitants alimentés en électricité [2].

6.4.1.3 Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,82 % par EDF, dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public.

Électricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 377 communes bas-rhinoises avec 377 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 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 et a ainsi institué au 1er janvier 2004 un Gestionnaire de Réseaux de Distribution indépendant au sein de l'entreprise intégrée.

En application de la loi, Électricité de Strasbourg a filialisé le 1er janvier 2009, son activité de commercialisation en créant la société ÉS Énergies Strasbourg.

ÉS Énergies Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 488 000 clients et a vendu 6,4 TWh d'électricité et 0,2 TWh de gaz en 2010.

ÉS Énergies Strasbourg en tant que distributeur non nationalisé (DNN) bénéficie de conditions d'achat spécifiques du tarif de cession pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré ou sur EPEX), étant entendu que pour environ 40 % de ces besoins, ÉS Énergies Strasbourg a pu conclure des contrats à long terme d'accès à la production.

6.4.1.4 Dalkia

Leader sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un produit des activités ordinaires de 7 234 millions d'euros en 2010 sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France (99,9 %), Dalkia International (75,8 %), Dalkia Investissement (50 %) et Edenkia (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 autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multi-techniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

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.

Détail de la participation d'EDF dans la holding de Dalkia

Au 31 décembre 2010, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding de Dalkia, constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia Environnement, société dont les actions sont admises aux négociations sur Nyse Euronext à Paris et New York. EDF détient par ailleurs 3,9 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2010, et environ 24% du capital de Dalkia International.

Pacte d'associés

Le pacte d'associés conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement, modifié par un avenant en date du 19 avril 2005, contient 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 également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

1. *Chauffage urbain.*
2. *Hors chauffage.*

6.4.1.5 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 spécifiques (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 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 et SOCODEI, filiale à 100% d'EDF au 31 décembre 2010 (à la suite du rachat par EDF de 49 % de son capital en 2010), spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs.

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) et SPE (Belgique), et directement en Allemagne et en France [1]. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations notamment relatives aux interventions sur les marchés de gros.

6.4.2.1 Contexte du marché européen du gaz naturel

6.4.2.1.1 Contexte réglementaire

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.2 (« Législation relative au marché du gaz »).

6.4.2.1.2 Évolution de la demande et de l'offre gaz

La crise économique et financière mondiale a entraîné, pour la première fois de l'histoire gazière, une baisse de la demande mondiale en 2009. Les scénarii de consommation gazière en Europe ont été revus à la baisse, mais ils sont surtout marqués par une forte incertitude : la demande gazière européenne à long terme dépendra à la fois de paramètres économiques (compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies), des avancées technologiques (comme le captage et stockage du carbone) et de la mise en œuvre des politiques énergétiques européennes (énergies renouvelables, émissions de gaz à effet de serre, sécurité énergétique). Dans la plupart des scénarii, la dépendance des pays européens vis-à-vis des importations en gaz, continuera à s'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources conventionnelles autochtones (le potentiel de développement des ressources européennes en gaz non conventionnels restant à évaluer).

En parallèle, les États-Unis ont connu un essor de la production des gaz non conventionnels, réduisant drastiquement leurs besoins d'importation de GNL. Toutefois la volonté croissante de nombre de pays producteurs de réserver une partie de leur production de gaz pour leurs besoins locaux et la demande en augmentation de pays émergents (tels que l'Inde et la Chine) devrait se traduire par un accroissement de la concurrence pour l'accès (par gazoduc ou GNL) au gaz.

Aussi, face aux incertitudes du niveau de la demande, la Commission européenne considère que le gaz naturel continuera à jouer un rôle clé dans le bouquet énergétique de l'Union européenne les prochaines décennies et prendra de l'importance comme combustible d'appoint pour la production d'électricité variable, à condition que son approvisionnement soit assuré. Elle estime que l'épuisement des ressources traditionnelles locales en gaz naturel nécessite une diversification des importations à moyen terme. Les réseaux gaziers sont confrontés à des exigences de flexibilité accrue dans le système, à la nécessité de gazoducs bi-directionnels, capacités de stockage supplémentaires et enfin d'un approvisionnement souple, notamment en gaz naturel liquéfié (GNL).

6.4.2.2 Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel

La présence d'EDF dans le domaine du gaz naturel s'explique par le besoin d'alimenter ses centrales électriques à gaz et ses clients qui souhaitent une offre bi-énergie gaz et électricité. La stratégie d'EDF est de se doter des outils lui permettant d'accéder au gaz naturel dans des conditions compétitives par rapport à ses concurrents et de conforter sa place d'acteur de taille européenne sur le marché du gaz.

Le groupe EDF sécurise ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible, d'actifs physiques et contractuels aussi bien liés à l'obtention de gaz naturel (contrats d'achat, réserves) qu'aux capacités logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage). Les projets engagés ou futurs visent à permettre au Groupe de conclure des négociations directes auprès des producteurs, lui permettant d'accroître son indépendance à l'égard de ses concurrents pour ses approvisionnements et d'en améliorer la compétitivité.

Le groupe EDF développe donc en Europe ses activités sur l'ensemble de la chaîne gazière. L'intégration des positions du Groupe à l'échelle européenne élargit le potentiel de synergies dans la gestion et l'optimisation du portefeuille amont/aval. L'augmentation des volumes manipulés lui permet d'accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs. L'approche paneuropéenne du groupe s'appuie ainsi sur la complémentarité de projets dans le Nord-Ouest et dans le Sud-Est de l'Europe.

6.4.2.3 Marché final du gaz naturel

6.4.2.3.1 Clients finals

En 2010, les ventes de gaz du Groupe aux clients finals se sont élevées à plus de 130 TWh [2].

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, tout en s'inscrivant dans la démarche du Grenelle de l'environnement en ciblant les clients à forte valeur, 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 21,4 TWh en 2010 ce qui représente une part de marché de 4 %. Au 31 décembre 2010, environ 572 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2009 ces chiffres s'élevaient respectivement à 18,5 TWh et 530 000 clients.

1. *Voir les sections 6.3.1.2 (« EDF Energy »), 6.3.3.1 (« Edison ») et 6.3.4.2 (« Benelux »).*
2. *Ventes des sociétés EDF, EDF Energy, Edison, SPE, Estag (Autriche) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF Trading n'est pas prise en compte dans ce chiffre.*

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 :

- en Italie : environ 600 000 clients, 4,5 Gm^3 (environ 50 TWh), part de marché non disponible[1];
- au Royaume-Uni : environ 1,7 million de clients, 30,4 TWh, soit 4 % de parts de marché ;
- en Belgique : environ 520 000 clients, 25,6 TWh, soit environ 14 % de parts de marché.

6.4.2.3.2 Production d'électricité

La place du gaz dans la production électrique est en forte croissance depuis plus de 10 ans, et cette tendance pourrait s'accélérer notamment avec le retrait d'ici 2015 de moyens de production fioul et charbon en Europe en raison des nouvelles normes d'émissions. L'efficacité énergétique des centrales à cycle combiné gaz, les faibles coûts d'investissement associés au déploiement de cette technologie et les durées de construction relativement courtes font de cette filière une technologie d'accompagnement vers des technologies bas carbone. En effet à moyen terme, les centrales à cycle combiné gaz (CCG) seront sans doute la seule technologie disponible et déployable rapidement permettant l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de CO_2. A plus long terme, la flexibilité opérationnelle de cette technologie permettra de compenser l'intermittence de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Le Groupe dispose déjà de CCG en Europe (Italie, Belgique, Pays-Bas, Royaume-Uni) et devrait mettre en service ses premières CCG en France en 2011.

En 2010, la capacité installée du Groupe sur le périmètre France, Royaume-Uni, Belgique et Italie s'est élevée à environ 11,5 GW (turbines à combustion, centrales de co-génération, centrales à cycle combiné gaz) et les développements envisagés de la filière gaz sur la zone s'élèvent à plus de 5 GW de puissance installée additionnelle (hors Edison).

En France, au-delà du parc de turbines à combustion classique alimenté en gaz d'une capacité installée de 203 MW[2] EDF mettra en service courant 2011 un cycle combiné gaz de 430 MW à Blénod-les-Pont-à-Mousson et transformera la centrale au fioul de Martigues en deux cycles combinés gaz de 930 MW (le premier cycle combiné gaz devrait être mis en service en 2011 et le second en 2012). Outre la pérennisation d'activité sur ces sites, ces nouvelles installations contribueront à améliorer les performances environnementales globales du parc thermique à flamme d'EDF. Par ailleurs, Alpiq développe sa présence en France avec la construction d'une CCG de capacité de 400 MW à Bayet dont le démarrage est attendu courant 2011 et avec un nouveau projet de centrale à cycle combiné à Monchy-au-Bois d'une capacité de 420 MW dont le démarrage est attendu en 2013.

Le parc de production de SPE en Belgique se compose principalement de centrales électriques alimentées au gaz naturel (environ 1 300 MW). (voir section 6.3.4.2 (« Benelux »)).

EDF Belgium développe quant à elle également deux projets de centrales à cycle combiné d'une capacité de deux fois 460 MW chacun. EDF Belgium s'est toutefois engagé à céder un des deux projets au titre des contreparties demandées par la Commission européenne, à la suite du rachat par le groupe EDF de la majorité du capital de SPE. La cession d'un de ces projets a été conclue en juin 2010 et sera finalisée en 2011.

Au Royaume-Uni EDF Energy est propriétaire de la centrale à cycle combiné de Sutton Bridge [3], d'une capacité de 819 MW (soit environ 2 % de la demande électrique au Royaume-Uni). A proximité de Nottingham, la mise en service de la nouvelle centrale à cycle combiné West Burton B attendue en 2012 augmentera la capacité du Groupe au Royaume-Uni de 1 311 MW.

Enfin en Italie à fin 2010, 75 % de la capacité installée du parc de production d'Edison (d'une capacité totale de 12,5 GW) est composé de centrales électriques alimentées au gaz. Alpiq est également présent en Italie avec de nombreuses participations dans des centrales à cycle combiné.

A travers ses autres filiales, le Groupe développe des centrales à cycle combiné gaz dans le reste de l'Europe et principalement aux Pays-Bas (Province de Zélande) où 2 unités de 435 MW ont démarré fin 2009, en Slovaquie où SSE a réalisé au 1er mars 2010 la mise en service d'une turbine à gaz de 50 MW, et enfin en Grèce où Elpedison opère 390 MW de centrales à cycle combiné et a mis en service une nouvelle centrale à cycle combiné de 420 MW.

Enfin le Groupe dispose de centrales mixtes produisant de l'électricité et de la chaleur fonctionnant au gaz en Pologne à Zielona Gora (voir section 6.3.4.1.1 (« Pologne »)) et en Hongrie, à Budapest, avec les unités de Kispest, Ujpest et Kelenföld (voir section 6.3.4.1.2 (« Hongrie »)).

1. *Chiffre non disponible à la date de dépôt du présent document de référence. À titre indicatif, la part de marché d'Edison sur la demande italienne totale de gaz (y compris consommation des centrales) est de 19 %.*
2. *370 MW devraient être ajoutés à ce bilan au cours de l'année 2011 issus de la récente mise en production des deux turbines à combustion de Montereau bi-fuel (gaz ou fioul) alimentés à ce jour en fioul.*
3. *Le cas spécifique de la gestion de Sutton Bridge conformément aux engagements pris envers la Commission européenne lors de l'acquisition est développé section 6.3.1.2.6 (« Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations »).*

6.4.2.4 La sécurisation des approvisionnements gaziers

L'éloignement des sources d'approvisionnement, la faible liquidité des marchés court terme et les capacités encore limitées de transport de gaz (chaîne GNL et gazoduc) incitent le Groupe non seulement à diversifier ses sources d'approvisionnement pour avoir accès à des offres compétitives mais également à disposer d'un accès aux infrastructures logistiques sur l'ensemble de la chaîne gaz pour en assurer l'acheminement, la flexibilité d'usage et limiter l'exposition au marché de gros peu liquide et volatile.

Par ailleurs, EDF entend proposer aux producteurs des partenariats innovants en s'appuyant sur ses compétences et son savoir-faire. Dans cet esprit, à la suite de l'accord cadre EDF-Gazprom du 27 novembre 2009, EDF, ENI et Gazprom ont signé le 19 juin 2010 un accord de partenariat tripartite portant sur la prise de participation d'EDF dans la société South Stream AG à hauteur de 10 % minimum.

6.4.2.4.1 Sources d'approvisionnement : exploration – production et contrats long terme

Afin de sécuriser ses approvisionnements, EDF s'appuie sur des contrats diversifiés d'achats long, moyen et court terme, sur de la production de gaz ainsi que sur des interventions sur les marchés de gros via EDF Trading.

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme diversifiés de gaz en provenance notamment du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord. Le gaz est acheminé à proximité des centres de consommation par gazoduc et sous forme de GNL : environ 25 % du portefeuille d'approvisionnement en gaz du Groupe est constitué de GNL [1]. Les opérations d'ajustement sur les marchés se font par l'intermédiaire d'EDF-Trading.

EDF entend poursuivre sur le moyen et le long terme le développement et la diversification de ses ressources en gaz afin d'optimiser son portefeuille d'approvisionnement et d'en garantir la compétitivité.

Dans cette optique, le développement des activités amont (exploration, production, chaîne GNL, etc.) vise à la fois à réduire l'exposition des approvisionnements du Groupe à la volatilité des prix de marché et à accéder à des ressources en GNL.

L'activité amont d'Edison est la plus significative du Groupe avec à fin 2010 52,8 Gm^3 de réserves dont environ 20 % sont situés en Italie et la production en 2010 a atteint 2 Gm^3. Les activités d'exploration-production d'Edison se positionnent principalement en Italie, au Royaume-Uni, en Norvège, en Croatie, en Algérie, en Égypte et en Côte d'ivoire. Edison possède notamment une participation dans le consortium en charge de l'exploration-production de Reggane Nord en Algérie Edison développe également en Egypte le champ d'Aboukir dont 40 % des réserves de gaz naturel lui reviennent. A Aboukir, la production a atteint en 2010 1 Gm^3. Par ailleurs, EDF Production UK produit du gaz en mer du Nord ; ses réserves sont estimées fin 2010 à 1,42 Gm^3 et la production en 2010 a atteint 0,3 Gm^3.

Les données ci-avant sont établies sur une base 100 %, c'est à dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires).

6.4.2.4.2 Importation et flexibilité : gazoducs, Chaîne GNL et stockages

EDF s'organise sur les plaques Nord Ouest et Sud Est de l'Europe, au cœur des infrastructures d'importation et de transit.

Gazoducs

EDF dispose de droits contractuels variés, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, dans des gazoducs en projet (Pays-Bas et Belgique notamment) et existants (interconnexions entre le Royaume-Uni et la Belgique par exemple).

Edison est engagé dans deux projets de gazoduc : Galsi entre l'Algérie et l'Italie d'une capacité totale de 8 Gm^3 par an et ITGI entre la Turquie, la Grèce et l'Italie d'une capacité de 10 Gm^3 par an, qui comportera également une interconnexion entre la Grèce et la Bulgarie (IGB). ITGI ouvrirait l'accès aux ressources de la mer Caspienne et plus particulièrement au gaz azéri. EDF est engagé par ailleurs dans la section sous-marine du projet de gazoduc South Stream, nouvelle voie d'exportation du gaz russe vers l'Europe en passant sous la mer Noire dont le démarrage est prévu fin 2015.

Terminaux de regazéification de GNL

De même, EDF dispose, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, de droits contractuels variés pour le déchargement de cargaisons GNL dans les terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Zeebrugge et dans le terminal méthanier de Fos Cavaou.

Dans le sud de l'Europe, Edison opère le terminal offshore de Rovigo dont il détient 10 % du capital et 80 % de la capacité de regazéification soit 6,4 Gm^3/an.

EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG, envisage la construction d'un terminal méthanier d'une capacité de 10 à 13 Gm^3/an sur le territoire du Grand Port Maritime de Dunkerque. Dunkerque LNG poursuit les études relatives au développement de ce terminal en vue d'une décision finale d'investissement courant 2011, pour une mise en service du terminal en 2015.

Stockages

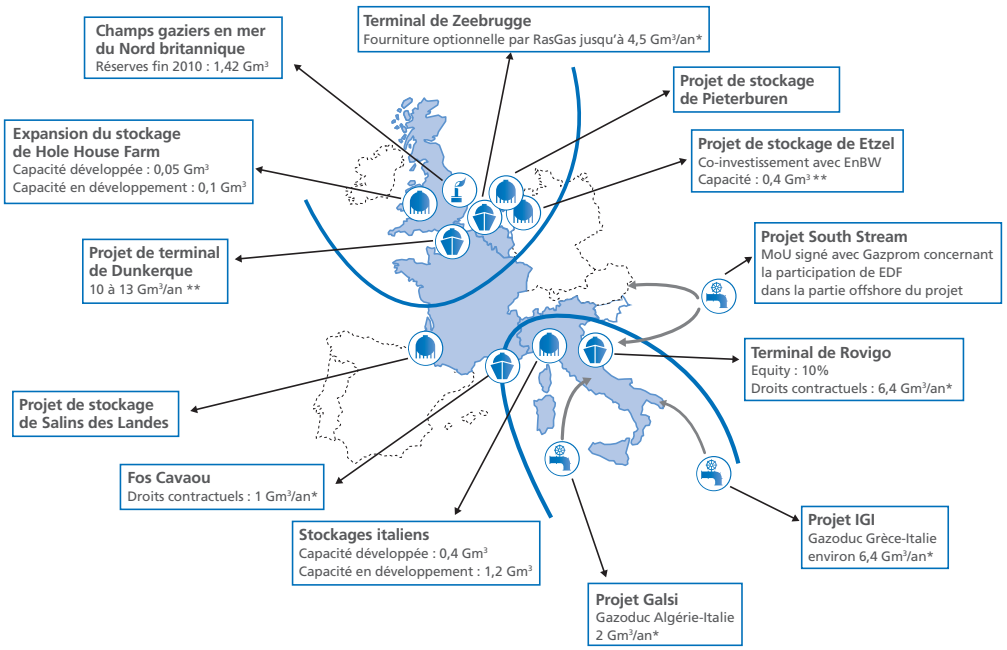
L'éloignement de sources de production de gaz limite les possibilités de bénéficier de la souplesse de production pour répondre aux fluctuations de la demande. Ainsi pour faire face aux variations du niveau de la demande de son portefeuille aval (intermittence de la demande des centrales électriques au gaz et sensibilité à la température du niveau de la demande des clients finals), le Groupe poursuit la construction progressive d'un portefeuille d'actifs de flexibilités, qui comprend des stockages en complément des capacités de regazéification.

Dans le nord de l'Europe, EDF Energy poursuit au Royaume-Uni le développement de stockage en cavité saline d'un volume utile prévisionnel de 0,1 Gm^3, adjacent au site de stockage existant de Hole House, propriété d'EDF Trading. La mise en service du stockage est prévue en 2016 et portera la capacité totale du Groupe au Royaume-Uni à 0,15 Gm^3. En Allemagne, EDF et EnBW poursuivent le développement conjoint de leur projet de stockage en cavités salines à Etzel pour un volume utile d'environ 0,4 Gm^3. La mise en service des cavités est prévue fin 2012.

Enfin, concernant l'activité de stockage, Edison compte augmenter sa capacité en Italie, grâce au renforcement des sites de Cellino, Collalto et au développement de nouvelles concessions dont notamment celle de Cotignola-San Potito et Mafalda.

1. *Données calculées sur une base 100 %, c'est à dire non corrigées du pourcentage de participation (donc y compris minoritaires).*

AVANCÉES DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE GAZ



* Droits détenus par EDF ou ses filiales
** Capacité totale du projet

6.4.3 Politique de développement durable et service public

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte, dans toutes leurs dimensions, les enjeux tant environnementaux que sociaux de notre société. S'inscrivant très tôt dans la voie du développement durable, EDF en a fait aujourd'hui une véritable dimension de sa stratégie globale. Le Groupe a formalisé son engagement en faveur du développement durable en 2009. Cette action se traduit par une politique environnementale axée sur la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité ainsi qu'une politique sociétale privilégiant l'accès à l'énergie, la responsabilité territoriale et l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie. En outre, cette action s'appuie sur la démarche éthique et sur des dispositions de gouvernance adaptées à l'évolution du Groupe.

6.4.3.1 Éthique et gouvernance : l'engagement de développement durable d'EDF

6.4.3.1.1 Les engagements de développement durable

Dès 2001, le Groupe s'engageait dans une démarche de développement durable à travers un « Agenda 21 » et souscrivait aux 10 principes de respect des droits de l'homme, de promotion des droits sociaux, de respect de l'environnement et de lutte contre la corruption, rassemblés dans le Pacte mondial (*Global Compact*) initié par les Nations Unies.

En 2003, après un processus de concertation-consultation qui associait salariés et filiales, la démarche éthique a formalisé l'engagement du Groupe autour de cinq valeurs fondamentales : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Ces valeurs sont traduites notamment dans les engagements de service public d'EDF. Le référentiel intitulé « Mémento éthique » rassemble dans un document unique les principes d'action de l'entreprise et les lignes de conduite individuelle. Il est diffusé à tous les niveaux du management et remis individuellement à chaque salarié. Pour appuyer le management dans l'exercice de sa responsabilité éthique, chaque entité opérationnelle désigne un correspondant éthique qui contribue à la promotion des valeurs dans l'entreprise et à la mise en œuvre concrète de ses engagements éthiques. Ce correspondant éthique est appelé à recevoir, en lien avec le dispositif d'alerte assuré au niveau central par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, les signalements de salariés sur tout manquement éthique.

Depuis octobre 2008, l'engagement de développement durable du Groupe s'inscrit dans une politique de développement durable qui se décline sur trois plans avec les objectifs prioritaires suivants :

- sur le plan environnemental, le groupe EDF entend rester le plus faible émetteur de CO_2 et gaz à effet de serre parmi les grands énergéticiens européens, adapter son parc et ses offres de produits et services aux incidences dues au changement climatique et réduire son impact environnemental, notamment sur la biodiversité ;
- sur le plan sociétal, le Groupe souhaite favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité, préserver et développer sa solidarité à l'égard de ses territoires d'implantation et faire progresser la connaissance et le partage des grands enjeux énergétiques, environnementaux et sociétaux ;
- sur le plan de la gouvernance et de la communication, le Groupe a pour objectif de faire de son dialogue avec les parties prenantes internes et externes le moyen d'approfondir et d'élargir les bases et les critères de son

action, de rendre compte et de communiquer sur ses activités et ses performances au regard des objectifs fixés et des attentes de ses parties prenantes, ainsi que de contribuer au débat sur le développement durable au niveau national et international.

Cette politique de développement durable du Groupe se développe également sous forme d'engagements plus spécifiques :

- en France, le Contrat de service public (« CSP ») rassemble les engagements et les objectifs que le producteur, le distributeur, le transporteur et le fournisseur d'énergie doivent réaliser au regard des missions de service public que l'État leur assigne (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)) ;
- à l'international, l'accord triennal de Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé le 24 janvier 2005 avec les représentants des salariés au niveau mondial, est le cadre dans lequel les sociétés du Groupe signataires formulent des objectifs et développent des plans d'actions de responsabilité sociale dont le suivi est assuré par le Comité de dialogue RSE réunissant les partenaires sociaux ;
- sur le plan social, EDF a adopté depuis 2006 une politique de promotion de la diversité et a adhéré en septembre 2006 à la Charte nationale de la Diversité. En octobre 2006, dans le cadre de l'accord RSE, a été conclu un accord social relatif à la sous-traitance socialement responsable qui intègre des critères d'éthique et de responsabilité sociale dans l'acte d'achat (voir section 17.2 (« Égalité des chances »)).

6.4.3.1.2 Les outils de mise en œuvre du développement durable

La mise en œuvre des engagements de développement durable est une responsabilité managériale de premier rang qui s'exerce dans chacun des secteurs d'activité et dans chaque métier de l'entreprise.

Le Groupe s'appuie sur une Direction du développement durable dont la mission est de susciter, de coordonner, et d'accompagner les actions des Directions et des sociétés du Groupe visant la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le reporting. Créé fin 2008, un Comité de développement durable (*Sustainable Development Committee*) réunit les responsables du développement durable des principales sociétés du Groupe, avec pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique du Groupe en recherchant la cohérence des actions et en respectant l'autonomie de chacune des composantes du Groupe.

Les dispositions pour la mise en œuvre de l'accord international sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) s'articulent notamment autour d'un bilan annuel et d'un Comité de dialogue RSE (voir section 17.6.3.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe »)).

Le Groupe s'appuie également sur un système de management environnemental (SME) déployé dans toutes les entités. La certification ISO 14001 obtenue en 2002, a été renouvelée en 2008 pour 3 ans. Le SME a été simplifié en 2006 de façon à ordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements de la politique environnementale du Groupe avec une animation assurée au travers d'un Directoire et de groupes thématiques. Il convient de relever que la moitié de l'intéressement (part du Groupe) du personnel d'EDF est calculée en fonction du degré d'atteinte des objectifs définis dans le programme de management environnemental qui prévoit 6 critères précis d'atteinte d'objectifs éthiques, environnementaux et sociaux.

Les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des engagements du Comité exécutif, à une évaluation au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagement de développement durable ».

6.4.3.1.3 Dialogue, transparence, évaluation

La mise en œuvre des diverses modalités permettant d'assurer les échanges et un dialogue de qualité avec l'ensemble des parties prenantes est une dimension essentielle de la politique de développement durable du groupe EDF. Chacune des sociétés du Groupe assure ces échanges selon les modalités qui conviennent, dans leur contexte socio-économique, aux relations qu'elles entendent développer. Pour EDF en France, ce dialogue intervient au niveau d'instances de concertation notamment sur le territoire des installations de production (Comités de liaison et d'information des centrales nucléaires), ainsi qu'au travers des partenariats noués avec des organisations non gouvernementales.

Au niveau central, le Groupe a renouvelé en 2008 les instances de dialogue avec les personnalités qualifiées, extérieures et indépendantes, spécialistes d'un domaine relatif aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Le *Sustainable Development Panel*, présidé par une personnalité extérieure, joue un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique de la mise en œuvre de son engagement en matière de développement durable (voir section 6.4.3.4 (« Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical »)).

Le développement durable est également un engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes qui se traduit notamment par un processus de reporting exercé auprès du Conseil d'administration dans le cadre du rapport annuel d'activité et du rapport développement durable. Il s'appuie sur les indicateurs définis sur la base des critères établis en référence à ceux du *Global Reporting Initiative*. Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux comptes de la qualité de ces indicateurs extra-financiers. Pour l'exercice 2010, le collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport d'examen correspondant à une attestation dite d'« assurance modérée » pour le Groupe.

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 extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs. Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « Éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de développement durable par l'agence de notation française Vigeo.

6.4.3.2 La politique environnementale

Dans sa politique de développement durable actualisée en septembre 2009, le groupe EDF axe sa politique environnementale principalement sur la lutte contre le changement climatique et sur la maîtrise de ses impacts environnementaux, en particulier sur la biodiversité.

Les informations figurant dans la présente section peuvent être complétées par le rapport développement durable 2010 du groupe EDF (accessible à l'adresse http://rapport-dd.edf.com.) qui présente plus en détail la politique de développement durable et les réalisations du groupe EDF.

6.4.3.2.1 Contribuer à la lutte contre le changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergie renouvelable (dont l'hydraulique) faiblement émetteur en CO_2 par kWh produit, le groupe EDF s'engage à rester l'énergéticien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20 % des émissions de CO_2 en 2020 par rapport à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

L'engagement de la politique développement durable de rester le moins émetteur des grands énergéticiens européens est possible grâce à l'optimisation de l'exploitation de ses actifs de production existants et à l'important renouvellement de son parc. En parallèle, le Groupe cherche à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de CO_2 à travers la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie. Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments et les flottes de véhicules d'EDF est en cours de déploiement, ainsi qu'un programme de mobilisation du personnel en faveur de la lutte contre le changement climatique. Chaque société du Groupe se dotera d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

6.4.3.2.1.1 Réduire les émissions de CO_2 des outils industriels du Groupe et tout particulièrement de la production

Le parc de production du groupe EDF est le premier par sa taille en Europe ; il est aussi un des moins émetteurs de CO_2, grâce à la forte proportion des énergies d'origine nucléaire et hydraulique : en France, plus de 95 % de la production électrique est sans émission de CO_2, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques en 2010 à 40,1 g de CO_2/kWh, alors que la moyenne des États européens est de 351 g [1]. Les émissions spécifiques du groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2010 de 108,9 g de CO_2/kWh (estimations d'EDF comprenant les émissions liées à la production de chaleur, hors EnBW).

EDF s'engage en France continentale à réduire de 30 %, entre 1990 et 2020, les émissions absolues de CO_2 (en millions de tonnes de CO_2) de ses installations de production.

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, par exemple à court terme l'optimisation du parc de production actuel en intégrant le coût du carbone dans l'ordre d'appel des moyens de production ou en améliorant les performances d'exploitation du parc. Pour ce qui relève des actions à plus long terme, les principaux leviers sont constitués par l'adaptation de l'outil de production (renouvellement des centrales, préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants).

Le développement des énergies renouvelables est au cœur de la stratégie du groupe EDF : l'objectif est de développer de manière durable et rentable les énergies renouvelables en Europe et dans le monde. Ces développements concernent aussi bien les moyens de production centralisée (comme la centrale hydroélectrique Nam Theun 2 au Laos) que décentralisée, en accompagnant les clients dans la production d'énergie sur les lieux de consommation. Le Groupe développe également ses positions dans l'énergie photovoltaïque avec ses filiales EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et EDF ENR (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles »)) avec la construction de centrales solaires au sol et d'offres commerciales photovoltaïques.

Enfin, EDF investit activement dans la recherche et dans le développement des technologies pour les filières en devenir comme les énergies marines (parc hydrolien de Paimpol-Bréhat) et l'intégration de ces énergies dans les réseaux de distribution et de transport.

6.4.3.2.1.2 Promouvoir l'éco-efficacité énergétique et les usages performants de l'électricité des clients

EDF a décidé de faire de l'éco-efficacité énergétique son positionnement de référence dans les offres à ses clients.

Les solutions qu'EDF développe et commercialise sont résolument tournées vers l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments ainsi que l'encouragement à une utilisation raisonnable des ressources énergétiques.

Ces solutions consistent notamment en :

- des offres de service de maîtrise de l'énergie (MDE) (isolation, rénovation du bâtiment) ;
- une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- un développement de la production décentralisée d'électricité (énergie photovoltaïque) ;
- une gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter sur des périodes dites « creuses » les consommations de pointe émettrices de CO_2 ;
- l'utilisation des « compteurs intelligents » pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de CO_2 ou de choisir des offres en partie compensées « carbone ».

Ces offres proposées par le réseau commercial d'EDF, se traduisent par la fourniture de prestations délivrées par les filiales spécialisées du Groupe avec l'appui d'un important réseau de partenaires.

6.4.3.2.1.3 Réduire les émissions diffuses de CO_2 des bâtiments et celles induites par les déplacements

Au-delà des émissions directes de ses installations industrielles, EDF s'engage à diminuer les émissions diffuses des bâtiments tertiaires, des véhicules et des déplacements professionnels. Concernant les bâtiments tertiaires occupés par ses salariés, le travail engagé porte sur le parc tertiaire en propriété et en location. Par ailleurs, EDF développe le programme « Action Planète » de maîtrise de l'énergie auprès de l'ensemble de ses salariés. Le succès du challenge interne au Groupe « les Trophées du développement durable » visant à susciter et encourager des idées innovantes, témoigne de l'engagement de nombreux salariés sur ce thème. Cette mobilisation repose sur diverses actions de sensibilisation (notamment en faveur d'un comportement exemplaire en matière de consommation d'électricité des salariés tant au domicile que sur le lieu de travail), ainsi que des objectifs de développement durable inclus dans l'accord d'intéressement.

1. *Europe à 27 en 2008 (source : Agence internationale de l'énergie, octobre 2010).*

6.4.3.2.1.4 S'adapter au changement climatique

Le changement climatique ayant par ailleurs des impacts sur ses activités de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF se dote d'une stratégie d'adaptation au changement climatique, déclinée en plans d'actions spécifiques, et permettant au Groupe de diminuer sa vulnérabilité. Elle concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres à ses clients, l'optimisation production / consommation, les thèmes de R&D, et s'organise autour de 4 axes :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur nos installations et activités ;
- les adaptations des installations éventuellement nécessaires pour les rendre moins sensibles aux extrêmes climatiques ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

6.4.3.2.2 Maîtriser les impacts environnementaux et sanitaires des activités et installations du Groupe, notamment sur la biodiversité

La mise en place d'un système de management de l'environnement (« SME ») implique non seulement le respect de la réglementation mais aussi l'engagement d'améliorer sans cesse les pratiques et les performances en matière de protection du public et de l'environnement.

6.4.3.2.2.1 Maîtriser le développement et l'exploitation nucléaire en France

Un des enjeux de la politique de développement durable du groupe EDF est de soutenir la complémentarité entre énergie nucléaire et énergies renouvelables. Face aux grands enjeux énergétiques que représentent la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique et la maîtrise des coûts de l'énergie, l'énergie nucléaire constitue une des réponses permettant de concilier les besoins en énergie et les enjeux du développement durable. Pour autant, l'acceptabilité de l'énergie nucléaire varie selon les pays d'implantation des entités, filiales et participations du Groupe. Il importe donc au groupe EDF de contribuer à apporter des réponses aux questions soulevées, aux côtés des pouvoirs publics, sur la place du nucléaire dans le mix énergétique, en tenant compte de tous les impacts de la filière, depuis l'extraction de l'uranium en amont, jusqu'à la gestion des déchets et de la déconstruction des sites en aval (voir section 6.2.1.1.3 (« Production nucléaire »)).

Concernant l'exploitation des installations, la sûreté 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 sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »).

La gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations, volonté réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation permettent d'atteindre un niveau « plancher » très faible en ce qui concerne les rejets radioactifs.

S'agissant des rejets chimiques, des actions sont également développées pour assurer une plus grande maîtrise des effluents. Les circuits tertiaires de refroidissement d'eau font l'objet d'une attention particulière, en raison de l'importance des débits mis en jeu. Des traitements biocides permettent notamment de maîtriser les proliférations de micro-organismes dans les eaux de ces circuits.

En complément des contrôles réalisés sur ses installations, EDF effectue des mesures de surveillance de l'environnement pour en évaluer l'impact de fonctionnement. Cette surveillance est assurée par des campagnes radio-écologiques et hydro-biologiques réalisées par des laboratoires extérieurs et des universités.

Afin d'intégrer le réseau national des mesures de la radioactivité de l'environnement (« RNME ») mis en place par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (« IRSN »), EDF a demandé l'agrément de ses laboratoires qui a été obtenu par décision de l'ASN en juin 2009. L'ensemble des résultats des mesures de surveillance de l'environnement, à proximité des centrales, est accessible sur internet sur le site d'EDF et sur le site officiel du réseau national de mesures.

6.4.3.2.2.2 Maîtriser le développement et l'exploitation du thermique à flamme (THF)

Le développement des énergies renouvelables et du nucléaire dans le mix énergétique de production des pays, devrait permettre de réduire le recours aux centrales thermiques conventionnelles et par conséquent la consommation des matières premières fossiles (charbon, fioul et gaz). Pour autant, la part de la production thermique classique est encore importante, même en France où les énergies nucléaire et hydraulique occupent une part prépondérante. Les centrales thermiques à flamme jouent un rôle essentiel en assurant en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, et en permettant de répondre au plus près aux fluctuations de la demande, aux pics de consommation imprévus tout au long de l'année et aux vagues de froid.

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement des exigences lors des révisions réglementaires successives. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques ainsi que les réglementations relatives à la réduction des gaz à effet de serre.

L'ensemble des dispositions mises en œuvres (installations de systèmes de dénitrification des fumées, renforcement des équipements de dépoussiérage, changements de combustible, optimisation de la combustion, etc.) se traduit par une diminution significative des émissions spécifiques et du volume global des émissions de SO_2, de NO_X et de poussières, pour une même quantité d'électricité produite, en conformité avec les deux échéances d'application de la directive GIC au 1er janvier 2008, puis au 1er janvier 2016 (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe »)). Dans le cadre de la politique de développement durable, les volumes de chacun des polluants SO_X, NO_X et poussières en provenance des installations thermiques seront réduits au moins de moitié entre 2005 et 2020.

Les programmes de rénovation et d'adaptation des parcs existants du Groupe se prolongent avec de nouveaux investissements, qui mettent en œuvre les meilleures technologies disponibles en matière d'efficacité énergétique, de combustion et de techniques de dépollution (centrales cycle combiné gaz en France, en Italie et en Grande-Bretagne).

6.4.3.2.2.3 Maîtriser le développement et l'exploitation hydroélectrique

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF s'est attaché à renforcer son rôle dans la gestion de l'eau, à accroître sa connaissance des écosystèmes et de leur fonctionnement, à réduire encore l'impact de ses ouvrages sur l'environnement en assurant une bonne continuité écologique et sédimentaire.

La mise en concurrence du renouvellement des titres de concession des aménagements hydroélectriques en France incite les opérateurs, dont EDF, à définir des modes d'exploitation permettant encore d'améliorer l'équilibre entre production d'énergie, autres usages de l'eau et respect de l'environnement, en particulier en mettant en œuvre une gestion coordonnée par bassin versant (coordination de la gestion des centrales hydrauliques d'un même cours d'eau).

6.4.3.2.2.4 Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets)

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Un projet gère ces questions sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe et se déroule en quatre étapes : le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF), l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués, l'analyse des sols en priorisant les zones sensibles et leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution ainsi que l'élaboration d'un plan de gestion, et enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

La Directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose à tous les États membres d'avoir éliminé avant fin 2010 leurs appareils contenant du PCB ou du PCT dont la concentration est supérieure à 500 ppm. Les plans d'élimination propres à chaque société du Groupe ont permis d'assurer la tenue de cette échéance. Seule subsistait une filiale française de distribution dont le plan d'élimination s'est terminé au 1er trimestre 2011 ; les autorités administratives en étaient informées (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité » – « Réglementation en matière d'environnement »)).

Chaque année EDF réalise un bilan de la gestion de ses déchets industriels conventionnels, issus des activités de production et de recherche.

6.4.3.2.2.5 Maîtriser les situations d'urgence et les crises environnementales

Afin de maîtriser les risques d'accidents industriels et d'atteinte au milieu naturel et/ou à la santé publique, chaque société du Groupe identifie les événements potentiels qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler et réalise les exercices de crise correspondants. Une organisation centrale permet de gérer les situations d'urgence au niveau du Groupe et de fournir l'information nécessaire aux autorités administratives et aux médias. Les processus d'intervention sont régulièrement revus et améliorés en conséquence.

6.4.3.2.3 Contribuer à la préservation de la biodiversité

La préservation de la biodiversité est aujourd'hui considérée comme un des enjeux majeurs de la protection de l'environnement au niveau mondial, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

De par ses activités de producteur et de distributeur d'énergie, le groupe EDF est à la fois usager et dépendant des espaces naturels terrestres et aquatiques.

En tant que bénéficiaire des espaces et des ressources avec lesquels il interagit, mais aussi, du fait des conséquences des dégradations apportées par les autres acteurs sur ses propres activités, le groupe EDF est directement concerné par l'enjeu de la préservation de la biodiversité.

Depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'est efforcé de mieux connaître ses impacts et d'y apporter des mesures d'évitement ou de compensation ; par exemple, dès le début des années 1980, EDF a travaillé pour la restauration des grands axes de migration des poissons en s'investissant notamment dans la recherche et la conception de passes à poissons. Plus récemment, EDF a travaillé sur l'installation de rivières artificielles entre l'amont et l'aval des obstacles, bénéficiant ainsi à l'ensemble de l'écosystème.

S'inscrivant dans un contexte d'évolution rapide des réglementations, de nombreuses actions en relation avec les espaces naturels et les espèces sauvages sont réalisées dans toutes les entités du groupe EDF. Afin d'assurer une cohérence d'ensemble à ces actions, la prise en charge des questions de préservation de la biodiversité s'est construite autour de la politique de biodiversité signée en mai 2006, reprise dans la politique développement durable du Groupe et mise en œuvre dans le cadre du système de management environnemental du Groupe.

Cette politique de biodiversité s'organise en 3 axes (connaissance, préservation et sensibilisation), renforcée par les actions menées par la Fondation EDF Diversiterre. EDF s'appuie sur ses partenariats avec des organisations non gouvernementales, des universités et des laboratoires de recherche. En 2008, la Fondation EDF Diversiterre a reconduit ses partenariats avec Réserves Naturelles de France (RNF), le Conservatoire du Littoral, la Fondation Nicolas Hulot pour la Nature et l'Homme (FNH), et a signé de nouveaux partenariats avec la Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO) et l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

EDF communique sur la biodiversité auprès de ses salariés, du grand public, des milieux scolaires et des élus locaux par le biais de projets comme par exemple son engagement dans les éditions 2009 et 2010 de la Fête de la Nature. En 2010, année internationale de la biodiversité, des actions de communication et des manifestations ont été organisées au sein d'EDF.

6.4.3.2.4 Poursuivre les actions de recherche et développement

Une partie importante du budget de recherche et développement est consacrée à des technologies non émettrices de CO_2.

Les projets de R&D dédiés à l'environnement couvrent l'ensemble des problématiques amont et aval de l'électricité comme :

- l'analyse des techniques de captage du CO_2 préparant l'avenir de futurs démonstrateurs (prototypes qui permettent de valider une recherche) ;
- les technologies nucléaires : la génération IV qui succédera à terme aux réacteurs de type EPR, le stockage géologique des déchets radioactifs ;
- les nouvelles technologies de production : la micro-cogénération, les piles à combustibles, les hydroliennes en mer, les nouvelles technologies sur l'énergie solaire, la gazéification de la biomasse ;
- la gestion intelligente des réseaux afin de permettre une meilleure intégration de la production centralisée et de la production répartie ;
- le stockage de l'électricité pour assurer l'écrêtement des pointes de consommation et maîtriser le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables ;

- les usages performants de l'électricité et plus généralement de l'énergie. Des travaux sont en cours sur l'habitat pour améliorer la performance des technologies telles que celles intégrant les ENR au bâti : pompes à chaleur, biomasse, capteurs solaires hybrides, optimisation de l'eau chaude sanitaire solaire thermique, ainsi que le pilotage de l'ensemble de ces applications via des compteurs intelligents ou des infrastructures communicantes au sein de l'habitat. Dans le domaine des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables, les travaux s'organisent autour de partenariats avec des constructeurs automobiles notamment ;
- la valorisation des déchets conventionnels produits ainsi que les techniques de traitement des sols pollués.

6.4.3.3 La politique sociétale

6.4.3.3.1 Les enjeux

EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances environnementales et sociétales est indissociable de sa performance économique.

EDF a ainsi défini en 2007 une nouvelle politique sociétale au niveau du Groupe visant à créer et développer les liens avec l'ensemble des parties prenantes externes, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, et à dynamiser ses liens internes.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe. Les principes de la politique s'inscrivent dans le respect de ceux du Pacte mondial des Nations unies et sont repris dans la politique développement durable du groupe EDF (septembre 2009), dans l'accord RSE et dans le Contrat de service public (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

6.4.3.3.2 Les orientations

La politique sociétale du groupe EDF prend en compte la diversité des parties prenantes auxquelles elle s'adresse (clients vulnérables, chercheurs d'emplois, personnes souffrant d'un handicap, etc.). Elle participe à la promotion de l'éco-efficacité énergétique. Elle cherche par ailleurs à faciliter l'accès à l'énergie, à soutenir les projets liés à l'habitat et à l'emploi, et à contribuer aux efforts de formation en cohérence avec les besoins du Groupe et de ses partenaires.

Les trois principales orientations de la politique sociétale du groupe EDF sont les suivantes :
- favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique. Ainsi, le groupe EDF développe des solutions d'éco-efficacité afin de réduire la précarité énergétique et participe au lancement de projets visant à favoriser l'accès à l'énergie ;
- développer dans la durée la proximité avec les territoires où le Groupe opère, en soutenant des projets de développement local, notamment sur l'habitat, et en contribuant à l'insertion professionnelle de personnes vulnérables dans les domaines du bâtiment et de l'environnement ;
- contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie. L'objectif du groupe EDF, dans les différents pays où il opère, est de faire comprendre les enjeux du développement durable et du changement climatique, et de promouvoir un usage efficace de l'énergie.

La déclinaison de la politique sociétale est portée à la connaissance de l'ensemble du personnel au niveau du Groupe et fait l'objet d'un dialogue constant.

6.4.3.4 Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical

Dans le cadre d'un dialogue continu et organisé avec ses parties prenantes, EDF s'est doté d'un Panel développement durable, d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil sociétal, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

Le Panel développement durable Groupe, renouvelé en 2008, est une instance de dialogue rassemblant, sous la présidence d'honneur du Dr Rajendra Pachauri (Président du GIEC et Directeur Général de TERI), 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 de l'environnement, sociétal et scientifique, ainsi que le président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy (créé en 2006). Le Panel développement durable Groupe conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de développement durable et de leur mise en œuvre. Il se réunit 1 à 2 fois par an en présence des dirigeants du Groupe. En 2010, il a tenu une réunion sur l'impact des politiques publiques climatiques et les coûts du nucléaire.

Le Conseil de l'environnement, créé en 2001, est consulté pour apporter une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur la stratégie, les actions et les résultats environnementaux d'EDF. Il est présidé par Jean Jouzel, Directeur de l'Institut Pierre Simon Laplace (fédération de recherche du CNRS regroupant six laboratoires publics impliqués dans la recherche sur l'environnement terrestre et planétaire). Le Conseil de l'environnement a débattu en novembre 2010 de la stratégie d'adaptation au changement climatique.

Le Conseil sociétal d'EDF, créé en 2008, est consulté par l'entreprise sur sa stratégie, ses actions et ses résultats en matière sociétale. Il apporte à l'entreprise une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur les dossiers qui lui sont soumis. Le Conseil sociétal est composé d'experts, internes et externes, représentatifs des différents enjeux liés à la démarche sociétale d'EDF. Il a tenu deux sessions en 2010 sur la thématique « Dialogue et écoute autour des ouvrages et des métiers d'EDF ».

Le Conseil scientifique d'EDF, créé en 1985, est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur ses actions de recherche à moyen et long terme. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques préparés avant les séances et faisant l'objet d'un rapport détaillé. Son Président est Pierre Castillon, Président fondateur de l'académie des Technologies. En 2010, les sujets suivants ont fait l'objet d'un avis du Conseil scientifique d'EDF : le bilan des défis de R&D 2007-2009, l'injection intermittente d'électricité sur le réseau de distribution de certaines énergies renouvelables et le génie civil à EDF (innovation sur de grands projets de constructions).

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical, médecins spécialistes, professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes d'actualité en matières de santé au travail, de santé publique et de santé environnementale en lien avec les activités d'EDF. Sous la présidence d'André Aurengo, Professeur de biophysique, Chef du service de médecine nucléaire de la Pitié-Salpêtrière et membre de l'Académie de Médecine, le Conseil médical se réunit en moyenne trois fois par an pour examiner des sujets tels que les champs

électromagnétiques, la santé mentale, le risque de pandémie grippale. En 2009, les travaux du Conseil ont notamment porté sur la prise en charge des troubles anxieux et dépressifs et de la grippe H1N1. En 2010, les séances du Conseil ont notamment porté sur le deuxième plan national Santé-Travail, les aspects sanitaires du projet Nam Theun 2, les évolutions récentes dans l'application du principe de précaution et les mécanismes et causes de leucémie chez l'enfant.

6.4.3.5 Service public en France

Définition légale du service public en france

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 définit, dans ses articles 1 et 2, les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

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. Ce contrat 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. Ce contrat demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Objet du Contrat de service public

Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence pour l'exercice des missions du service public confiées à EDF et à ses filiales régulées dans le marché ouvert de l'électricité en France.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseau)

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. Il s'agit notamment des engagements relatifs : (i) à la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés et à la maîtrise de la demande d'énergie ; ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré, (ii) à la cohésion sociale ; les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la loi du 10 février 2000, (iii) à l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURPE ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc.) et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE EDF Transport 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 EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

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.

Suivi du Contrat de service public

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF en 2005 fait l'objet, conformément à ses propres stipulations, d'un suivi annuel par les parties et d'un bilan triennal. Un bilan 2005-2007 a été établi et transmis aux services de l'État. EDF élabore un document annuel de suivi de ses engagements.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'Etat 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 Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points Information Médiation Multi-Services (PIMMS), les Relais de Services Publics (RSP) et autres structures telles que les Mairies. Ce protocole prévoit de mettre en place 60 nouveaux points partenariaux dans le cadre de l'expérimentation « + de services au public » dans 23 départements.

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 assujetti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire 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 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.1.1 Législation européenne

La directive n° 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a marqué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en posant notamment le principe de l'éligibilité des plus gros clients industriels.

Elle a été abrogée par la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 qui 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.

Ces textes ont établi des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, dont est aujourd'hui issue l'organisation du marché de l'électricité en France.

De nouvelles règles visant notamment à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité et à renforcer les droits du consommateur ont été établies dans le cadre du troisième Paquet Energie, vocable désignant un ensemble de textes adoptés le 13 juillet 2009 (voir section 6.5.4.5.2.1 (« Le Paquet Énergie ») ci-dessous).

S'agissant de l'électricité, ces règles sont notamment énoncées par la directive n° 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009, dite « troisième directive électricité » dont la date limite de transposition était fixée au 3 mars 2011 et qui abroge, à cette même date, la directive du 26 juin 2003. Cette directive électricité renforce les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales.

L'article 4 de la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne a autorisé le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de 6 mois à compter de la date de promulgation de la loi, c'est-à-dire avant le 5 juillet 2011, les dispositions nécessaires pour transposer la directive 2009/72/CE et abrogeant la directive 2003/54/CE. Un projet de texte a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) en mars 2011, puis transmis au Conseil d'État.

Ouverture du marché

La directive du 26 juin 2003 précitée prévoyait un calendrier d'ouverture progressif du marché de l'électricité à la concurrence. Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients, y compris les clients résidentiels, sont éligibles et peuvent en conséquence choisir librement leur fournisseur d'électricité.

Dissociation comptable et transparence de la comptabilité

La directive du 26 juin 2003 comme celle du 13 juillet 2009 qui la remplace prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Depuis le 1er juillet 2007, elles doivent, en application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000 tel que modifié par l'article 13 de la loi du 7 décembre 2006, transposant la directive 2003/54/CE, tenir une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés.

Les États membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Règlements CE n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et n° 714/2009 du 13 juillet 2009

Les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité ont, dans un premier temps, été définies par un règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil en date du 26 juin 2003, entré en vigueur le 1er juillet 2004, et qui est remplacé à compter du 3 mars 2011, 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.

Le règlement du 26 juin 2003, comme le règlement du 13 juillet 2009 qui lui succède, 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 de réseaux 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. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

Les objectifs de la directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

6.5.1.2 Législation française

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie devraient être codifiées par ordonnance en 2011 au sein d'un Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2009-526 du 12 mai 2009.

La directive 96/92/CE, du 19 décembre 1996, a été transposée en droit français par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée notamment par la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003, et la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 par la loi n°2004-803 du 9 août 2004 et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui ont notamment modifié la loi du 10 février 2000.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), n° 2005-781 du 13 juillet 2005 a défini les prio-rités 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.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE a introduit un dispositif dit « de certificats d'économies d'énergie » (CEE)

dont les modalités sont précisées par voie réglementaire. Les fournisseurs d'énergie, dont EDF, doivent répondre à des obligations d'économie d'énergie qui leur sont fixées par voie réglementaire par la production de certificats d'économies d'énergie obtenus en contrepartie de la réalisation d'actions d'économies d'énergie ou par acquisition de certificats auprès d'autres opérateurs.

EDF a respecté son obligation individuelle d'économies d'énergie, soit 29,8 TWhc, pour la première période, aujourd'hui achevée (1er juillet 2006 – 30 juin 2009), évitant ainsi le paiement d'une pénalité libératoire de 2 centimes d'euro par kWh manquant. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 ayant assez substantiellement modifié le dispositif CEE (notamment la liste des personnes soumises à des obligations d'économies d'énergie ainsi que le champ des personnes autorisées à collecter des certificats), le démarrage de la deuxième période a été différé. Le décret n° 2010-1663 du 29 décembre 2010, prévoit les conditions et les modalités de fixation des obligations d'économies d'énergie pour la deuxième période, qui s'étend du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013. Au regard de ces modalités, l'obligation d'économies d'énergie d'EDF devrait se situer aux alentours de 140 TWhc, mais le montant définitif de l'obligation ne sera connu que le 31 mars 2014 au plus tard.

Missions de service public

L'article 1er de la loi du 10 février 2000 précise que le Service Public de l'Electricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

EDF est en charge d'un certain nombre de missions de service public, énumérées à l'article 2 de la loi.

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 et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du Ministre en charge de l'Énergie en date du 15 décembre 2009.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

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 qui sont en charge de cette mission : RTE EDF Transport pour le transport, ERDF et les DNN 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 du tarif réglementé de vente d'électricité, la fourniture aux clients en situation de précarité bénéficiaires de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », ainsi que la fourniture de secours aux clients dont le responsable d'équilibre est défaillant.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies à l'article 66 de la loi du 13 juillet 2005, modifié en dernier lieu par la loi NOME du 7 décembre 2010.

Cohésion sociale

La loi du 10 février 2000 prévoit que dans le cadre de sa mission de fourniture aux tarifs réglementés, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs réglementés de vente de l'électricité, et de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », et du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale. Dans cet esprit, la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 dite « loi Borloo » a complété l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles par une disposition visant à interdire aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1er novembre au 15 mars), à des interruptions de fourniture d'électricité pour non-paiement des factures dans les résidences principales des personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

Contrat de service public

L'article 1er de la loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'État (pour une description du Contrat de service public conclu entre l'État et EDF, voir section 6.4.3.5 (« Service public en France ») ci-dessus).

Installations de production

La loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production figurent aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales.

Clients éligibles

Depuis le 1er 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 22 de la loi du 10 février 2000).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par l'article 66 modifié de la loi du 13 juillet 2005. Il résulte de ces dispositions que :

- tout client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité sur un site donné peut continuer à en bénéficier, s'il fait le choix de ne pas exercer son éligibilité pour ce site ;
- les clients domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVa bénéficient à leur demande et sans conditions des tarifs réglementés ;
- il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental.

Les consommateurs finaux domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, qui n'ont pas exercé leur éligibilité à la date de promulgation de la loi NOME peuvent, jusqu'au 31 décembre 2015, faire des allers-retours entre tarifs et nouvelle offre, sous réserve de respecter à chaque fois un délai d'un an. Au-delà de cette date, ils ne bénéficient plus des tarifs réglementés.

Par ailleurs, pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la loi du 7 décembre 2006 (article 30-1 de la loi du 9 août 2004 modifié par la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 dite de modernisation de l'économie), a institué, à titre transitoire, au profit des clients ayant exercé leur éligibilité, un « Tarif de retour » : ce tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM »), bénéficie aux clients qui en ont fait la demande écrite à leur fournisseur avant le 1er juillet 2010. Ce tarif est applicable de plein droit jusqu'à la mise en œuvre effective du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ou ARENH institué par la loi NOME du 7 décembre 2010. Le niveau du TaRTAM, qui ne peut, aux termes de la loi, excéder de plus de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente applicable à un site présentant les mêmes caractéristiques, a été fixé par un arrêté du 12 août 2009 (voir la section 6.2.1.2.1.5 (« Les contrats au TaRTAM »)).

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs est assurée pour une part et sous conditions en utilisant les sommes collectées au titre de la CSPE, et pour une autre part, par une contribution dite « Hydro nucléaire » due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 MW (soit principalement EDF), assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente, dans la limite de 3 euros par MWh (article 30-2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 modifié).

Accès des tiers aux réseaux

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 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 ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installé sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 5 juin 2009. Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et 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.

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit également que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Ce même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de Régulation de l'Énergie. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement. Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) de la CRE.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité en application de la loi du 10 février 2000.

L'article 8 de cette loi prévoit 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).

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit, par ailleurs, qu'EDF (ainsi que les DNN dans leur zone de desserte) est, tenu de conclure à la demande des 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 terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- dans les départements d'Outre-mer et à Mayotte, par les installations électriques existantes ou nouvelles qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Ces installations ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu 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. Les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir d'installations photovoltaïques ont ainsi été modifiés à la baisse par deux arrêtés du 12 janvier 2010, dont la portée a été précisée par deux arrêtés du 16 mars 2010 et par un arrêté du 31 août 2010.

Un décret en date 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. Demeuraient toutefois hors du champ de cette mesure les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 KWc, les installations pour lesquelles un contrat est en cours, ainsi que les projets déjà très avancés.

Au terme de cette période de suspension, un nouveau cadre réglementaire entre en vigueur, constitué principalement de deux arrêtés. Le premier, en date du 4 mars 2011, abroge l'arrêté du 31 août 2010 précité en retenant quelques dispositions transitoires.

Le second arrêté, du même jour, définit de nouvelles conditions tarifaires : il instaure plusieurs formules tarifaires qui tiennent 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, ainsi que de l'usage du bâtiment sur lequel est située l'installation.

Par ailleurs, il est envisagé que les tarifs d'achat fassent l'objet d'une évolution trimestrielle, en fonction de la puissance cumulée des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et qui ont fait l'objet de demandes complètes de raccordement au cours du trimestre écoulé. Il convient de noter que certaines installations, notamment les installations au sol, font l'objet d'une dégressivité trimestrielle, qui ne tient pas compte du volume de demandes de raccordement déposées auprès du gestionnaire de réseau concerné.

S'agissant des installations au sol ainsi que des installations sur grandes toitures, le Gouvernement a manifesté son souhait de retenir les projets susceptibles de bénéficier d'un contrat d'achat à l'issue de procédures d'appel d'offres. Les conditions de réalisation de ces appels d'offres doivent encore être précisées.

Les surcoûts découlant des contrats d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, supportés par EDF et les DNN, sont compensés par la CSPE perçue sur les consommateurs finals.

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, prévue par l'article 5 modifié de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN. Les charges de service public suivantes font l'objet d'une compensation intégrale :

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 (article 8 de la loi de 2000) et d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre de l'article 10 de la loi de 2000, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité » (TPN) instituée à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite de 20 % des pertes de recettes et des coûts de mise en œuvre du TPN supportés par le fournisseur pour l'année considérée).

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients ayant exercé leur éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Elle est fixée pour l'année 2011 à 7,5 euros/MWh. Ce montant correspond au montant de la contribution pour 2010, soit 4,5 euros/MWh, augmenté de 3 euros/MWh, conformément aux dispositions de l'article 37 de loi de finances pour 2011, qui dispose qu'en l'absence d'arrêté ministériel au 31 décembre 2010 fixant le montant de la contribution pour l'année suivante, le montant proposé par la CRE entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite d'une augmentation de 0,003 euro/kWh par rapport au montant applicable avant cette date [1].

Depuis le 1er janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an. A compter de 2011, ce plafond sera actualisé chaque année dans une proportion égale au taux prévisionnel de croissance de l'indice des prix hors tabac. Le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

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.

Compensation des surcoûts de distribution

Le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) 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 (gestionnaires de réseaux désignés au II de l'article 2 de la loi du 10 février 2000).

1. *Dans une délibération du 7 octobre 2010 publiée au Journal Officiel le 6 janvier 2011, la CRE a indiqué que, pour compenser intégralement les charges de service public sur l'électricité, la CSPE devrait s'élever à 12,9 euros/MWh en 2011, dont 9,3 euros/MWh pour couvrir les charges de service public prévisionnelles au titre de l'année 2011 et 3,6 euros/MWh pour couvrir la régularisation de l'année 2009 et les reliquats.*

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 crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget général de l'État.

La loi du 10 février 2000 donne une définition générale de la mission de la CRE. La Commission de Régulation de l'Énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. 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. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.

La CRE est dotée de pouvoirs consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis), mais également de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose ainsi aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, 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. La loi NOME prévoit qu'à compter de 2013, le prix de l'ARENH sera arrêté sur proposition de la CRE. La même loi prévoit qu'à l'expiration d'un délai de 5 ans suivant sa publication, les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession seront fixés sur proposition de la CRE. La CRE est aussi investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction dont la loi du 7 décembre 2006 a confié l'exercice à un collège *ad hoc* au sein de la Commission : le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), composé de membres du Conseil d'État et de la Cour de cassation.

Les missions et prérogatives ainsi confiées à la CRE sont susceptibles de faire prochainement l'objet d'évolutions afin de prendre en compte les dispositions contenues dans la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 relatives aux autorités de régulation nationales (à ce sujet, voir section 6.5.4.5.2.1 (« Le Paquet énergie »)).

Par ailleurs, le règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Organisme communautaire doté de la personnalité juridique, l'ACER émet notamment des avis concernant toutes les questions relatives au domaine des régulateurs de l'énergie, participe à la création 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 6.5.4.5.2.1 (« Le Paquet énergie »)).

6.5.2 Législation relative au marché du gaz

6.5.2.1 Législation communautaire

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté, le 22 juin 1998, la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des États membres. Cette directive a été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, qui a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en prévoyant que cette ouverture s'appliquerait à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel sont définies dans la directive n° 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009 dont la date limite de transposition était le 3 mars 2011.

Cette directive définit, en particulier, les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, les règles relatives au transport, à la distribution, à la fourniture et au stockage de gaz naturel, ainsi que les mesures et conditions d'accès des tiers aux installations et réseaux ainsi concernés.

L'article 4 de la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne a autorisé le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de 6 mois à compter de la date de promulgation de la loi, c'est-à-dire avant le 5 juillet 2011, les dispositions nécessaires pour transposer la directive 2009/73/CE et abrogeant la directive 2003/55/CE. Un projet de texte a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) en mars 2011, puis transmis au Conseil d'État.

À ce texte s'ajoute le règlement (CE) n°715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Il abroge le règlement (CE) n° 1775/2005 à compter du 3 mars 2011.

6.5.2.2 Législation française

La directive 98/30/CE précitée a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a été modifiée et complétée par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (LPOPE) du 13 juillet 2005 et par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la loi du 9 août 2004 et par la loi du 7 décembre 2006.

Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003

Accès aux réseaux de gaz naturel
Cette loi prévoit que les clients éligibles, 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 éligibles
La loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

Depuis le 1er juillet 2007, conformément à la directive 2003/55/CE, confirmée par la directive 2009/73/CE, et en application de la loi du 7

décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article 66-1 de la loi du 13 juillet 2005, dans sa rédaction issue de la loi NOME 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.

Un client dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peut bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition que lui-même ou son prédécesseur sur ce site n'ait pas exercé son éligibilité pour ce site.

Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « Produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, à leur demande, 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. 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.

Fournisseurs

La loi 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 autorisé 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.

Transport et distribution de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que les transporteurs et les distributeurs doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

Détermination des tarifs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des installations de GNL ainsi que les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont établis conjointement par le Ministre de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau Distribution France (GrDF) sont entrés en vigueur le 1er juillet 2008, pour une durée de quatre ans en application de l'arrêté du 2 juin 2008, modifié par l'arrêté du 24 juin 2009, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 28 février 2008. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont entrés en vigueur le 1er janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008 approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008.

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifie les conditions de détermination des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ce décret pose notamment le principe de couverture des coûts de chaque fournisseur en prévoyant que le Ministre de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie fixent, pour chacun, une formule tarifaire qui permet de déterminer les coûts moyens de fourniture. Les Ministres concernés fixent ensuite des barèmes de tarifs qui peuvent être modifiés, en cours d'année, par les opérateurs eux-mêmes, après saisine de la CRE, pour répercuter la variation de leurs coûts d'approvisionnement.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 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 1er 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 par le décret n° 2010-129 du 10 février 2010 précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

La loi du 3 janvier 2003 confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'Énergie un pouvoir d'enquête en matière de régulation 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.

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément à l'article 6 de la loi du 15 juin 1906, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. Ce régime a été maintenu par la loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis a été confirmé par les lois du 10 février 2000 et du 9 août 2004 modifiées par la loi du 7 décembre 2006. 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, voire au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par la directive n° 2003/54/CE et confirmée par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a conduit à l'identification par la loi du 7 décembre 2006 d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux DNN dans leurs zones de desserte exclusive, et d'autre part celle du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux DNN dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les

zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. L'article 14 de la loi du 9 août 2004 prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats devront 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 le DNN territorialement compétent) 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 6.2.2.2.4 (« Concessions ») ci-avant.

6.5.4 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 des réglementations 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.

6.5.4.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Autorisations

Les activités du groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement. Selon les dispositions du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

Outre les régimes d'autorisation ou de déclaration ICPE, l'ordonnance n° 2009-663 du 11 juin 2009 relative à l'enregistrement de certaines installations classées pour la protection de l'environnement a modifié les dispositions du Code de l'environnement en créant un troisième régime d'installations : les installations soumises à une autorisation simplifiée « sous la dénomination d'enregistrement » (art. L. 512-7).

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.

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.

Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents.

Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement.

Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

6.5.4.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires

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 »), qui fixe les principales dispositions applicables aux Installations Nucléaires de Base (« INB »). La loi a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, qui reprend une large partie des attributions précédemment dévolues à la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR), les Ministres conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale. En application de cette loi, l'ancien décret n° 1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires a été abrogé et remplacé par le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives.

La loi TSN prévoit en particulier 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 du Ministre chargé de l'Énergie. Le décret d'autorisation définit le périmètre de l'installation, mentionne la nature et la capacité de l'installation, fixe le délai dans lequel celle-ci 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 protection, en particulier, de la santé et de la sécurité publiques, 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. La durée d'exploitation d'une INB n'est, en général, pas fixée par voie réglementaire mais, cependant, rien ne s'y oppose.

Par ailleurs, les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, ainsi que les limites associées seront fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation du Ministre chargé de l'Énergie, en ce qui concerne les décisions fixant les limites.

D'autres prescriptions seront 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, entreposés ou stockés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises, dès leur création, à la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment le rapport préliminaire de sûreté qui constitue pour l'INB, l'étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel, une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de déconstruction et une étude de maîtrise des risques. Les INB doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de la protection des risques en matière de sécurité, santé, salubrité ou de protection de la nature et de l'environnement. Un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en œuvre en cas d'accident doit être établi par l'exploitant. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT (Comité Hygiène, Sécurité et Conditions de Travail) et rendu public, exposant notamment les dispositions prises en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Par ailleurs, 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, notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

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.

La loi TSN met également en place des dispositions concernant l'information du public et la transparence 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 la sûreté de son installation.

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, tel 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.

La déconstruction des installations nucléaires

La mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une INB sont autorisées par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives à la déconstruction et le décret fixe notamment les caractéristiques de la déconstruction et son délai de réalisation. Une fois la déconstruction effectuée, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement. Sous réserve de la procédure prévue par le décret INB, l'ASN prendra la décision de déclassement qui fera l'objet d'une homologation.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, au stockage et à l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires 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 stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites 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 en 2003. Les déchets 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 les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL », issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de AREVA NC (ex-Cogema) à 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 les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « 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 les enjeux associés ») ci-dessus).

La Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retenait le stockage réversible en situation géologique profonde comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage n'étaient pas encore réunies. Suite à l'adoption de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, des recherches et études relatives aux déchets HAVL et MAVL sont poursuivies selon les trois axes complémentaires suivants :

- séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, afin de disposer en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020 ;

- stockage réversible en couche géologique profonde : choix et conception d'un centre de stockage dont la demande d'autorisation devrait être instruite en 2015 et sous réserve de cette autorisation, mis en exploitation en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a également fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public. Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son Président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la Commission est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Outre l'étude des trois axes complémentaires mentionnés ci-dessus, la loi de programme du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, mis à jour tous les 3 ans, dresse le bilan des modes de gestion existants et recense les besoins prévisibles en matière de stockage et d'entreposage. Elle précise qu'un centre de stockage en couche géologique profonde est une Installation Nucléaire de Base dont l'autorisation de création par décret en Conseil d'État est précédée d'un débat public. Cette loi précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs. Enfin, elle prévoit les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions sera contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'Économie et 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 transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, dont les dispositions sont applicables à compter du 29 juin 2007, précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de programme de juin 2006.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de déconstruction des installations nucléaires, charges de gestion de leurs combustibles usés, etc.) qui font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par un arrêté de l'autorité administrative. Cette évaluation des charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération et sur cette base procéder au choix prudent d'une stratégie de référence.

Le taux d'actualisation, utilisé pour le calcul du montant des provisions, est déterminé par l'exploitant et ne doit excéder ni le taux de rendement attendu des actifs de couverture gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet, ni un plafond fixé par arrêté de l'autorité administrative.

Différents actifs de couverture sont admissibles, avec une répartition en pourcentage, comme par exemple des obligations, créances ou valeurs émises ou garanties par un État de la Communauté européenne ou de l'OCDE, ou des actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège sur le territoire d'États de la Communauté européenne ou de l'OCDE.

Les actifs de propriété, les actes et titres consacrant les créances, les comptes de dépôt doivent être conservés ou ouverts en France. Un inventaire permanent des actifs de couverture doit être tenu par l'exploitant et une synthèse transmise trimestriellement à l'autorité administrative. Le Conseil d'administration de l'exploitant fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, en respectant l'objet des actifs et les principes de prudence et de répartition des risques.

En outre, doivent être mis en place un Comité, constitué par le Conseil d'administration, chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, ainsi qu'une procédure permanente de contrôle interne du dispositif de financement des charges et en particulier de leur évaluation et de la gestion des actifs de couverture.

Enfin, 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.

Durant le deuxième trimestre 2010, la Commission européenne a lancé une large consultation au sein de l'Union européenne sur l'opportunité ou pas d'adopter une législation communautaire relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Une large majorité de citoyens européens s'est prononcé en faveur d'une telle législation, indépendamment de l'implantation de centrales nucléaires dans leur pays ou pas.

La Commission européenne a alors rendu public son projet de directive relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs le 3 novembre 2010. Ce projet de texte, qui sera adopté en application du Traité Euratom dans le cadre duquel le Parlement européen ne dispose pas de la codécision, prévoit notamment la mise en place d'un plan national de gestion des déchets et présente le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et durable pour la gestion des déchets à haute activité vie longue. A cet égard, le projet de directive envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs Etats, sur la base toutefois du volontariat. Le projet de texte va faire l'objet d'un examen dans les mois à venir par les Etats membres et les différentes institutions européennes pour une adoption vraisemblablement courant 2011.

La réglementation de la radioprotection

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements 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. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 96/29/Euratom du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/Euratom du 30 juin 1997, fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/Euratom et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Une circulaire du 21 avril 2010 relative aux mesures de prévention des risques d'exposition aux rayonnements ionisants adressée aux agents de contrôle compétents en radioprotection des travailleurs précise l'ensemble des dispositions concernant les travailleurs exposés aux rayonnements ionisants.

Pour assurer la transposition de la directive 2003/122/Euratom du 22 décembre 2003 relative au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines et introduire les modifications résultant de la loi TSN du 13 juin 2006, la partie réglementaire du Code de la santé publique a été modifiée par le décret n° 2007-1582 du 7 novembre 2007 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants.

Une directive Euratom sur les normes de base, actuellement en projet, remplacera et mettra à jour des directives existantes en tenant compte des normes internationales développées ces dernières années par les experts de la Commission internationale de protection radiologique et par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique. Ses effets sur la réglementation en vigueur demeurent encore difficiles à évaluer, la Commission européenne n'ayant pas encore présenté sa proposition formelle, attendue au second semestre 2011.

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, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, au Royaume-Uni au travers d'EDF Energy). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée.

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 ;
- *exonérations* : l'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *personne responsable* : principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *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 dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros ;
  - 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 381,1 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 de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. 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 responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. 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 modificateurs 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 des protocoles modificateurs, c'est-à-dire lorsqu'au moins deux tiers des seize états signataires les auront ratifiés, étant précisé que les treize Etats membres de l'Union européenne sont en outre tenus de déposer ensemble leurs instruments de ratification. Au 31 décembre 2010, seulement sept Etats – dont six de l'Union européenne – sur 16 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.

6.5.4.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe

Règles spécifiques en matière de 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 6.5.4.1 (« 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 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 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) (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Des dérogations sont possibles pour les installations fonctionnant 20 000 heures maximum entre 2008 et 2015 et il est également prévu un système de réduction des émissions de polluants (SNR) qui pourrait permettre la mutualisation des rejets suite au regroupement de différentes installations et entraîner ainsi plus de souplesse. La directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003 dite Seveso 3, a été transposée par le décret n° 2005-989 du 10 août 2005 (seuils hauts) et l'arrêté du 29 septembre 2005 (seuils bas). Elle modifie la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, dite directive Seveso 2, et pourrait avoir un impact sur les activités du groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

Règles spécifiques en matière d'installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le Premier Ministre (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (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 actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Conditions d'instruction d'une demande 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, pris en application de la loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993 (dite loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé par la loi de finances rectificative pour 2006 du fait de sa non-compatibilité avec la procédure de mise en concurrence.

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 en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 du 3 août 2009 a prévu la possibilité que le montant de cette redevance puisse être plafonné au-delà du seuil de 25% fixé par la loi de finances rectificatives pour 2006. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 prévoit qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence. Une partie du produit de cette redevance serait également affectée aux communes concernées.

Le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 fixe les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine 3 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 sera d'une durée de 5 ans désormais (contre 11 ans actuellement).

Règles spécifiques 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 d'une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

L'un des 5 textes composant le Paquet Climat et publiés au JOUE du 5 juin 2009 est la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite directive ENR. La directive 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.

La France se voit fixer un objectif de 23 % d'énergies produites à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie.

Chaque État membre devait adopter d'ici 2010 un plan d'action national comprenant les mesures appropriées pour atteindre ses objectifs, et la progression concernant la part des énergies renouvelables devra suivre une trajectoire indicative.

Le plan d'action français pour les énergies renouvelables, qui reprend les objectifs de la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), a été transmis à la Commission européenne en septembre 2010.

Règles spécifiques à la production de l'énergie éolienne

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles R. 421-1 et 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. Par ailleurs, en vertu de l'article L. 553-2 du Code de l'environnement, l'implantation d'une ou plusieurs éoliennes nécessite préalablement une enquête publique et une étude d'impact lorsque la hauteur du mât dépasse 50 mètres. Une notice d'impact est néanmoins requise lorsque la hauteur est inférieure.

La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 soumet les installations éoliennes à la réglementation des ICPE. Cependant, l'application de ce nouveau régime est progressive. Par ailleurs, la loi prévoit expressément que 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 définies dans les documents d'urbanisme en vigueur au 13 juillet 2010.

Enfin, l'art. L. 553-3 du Code de l'environnement prévoit que l'exploitant d'une installation éolienne ou, en cas de défaillance, la société mère est responsable de son démantèlement et de la remise en état du site, dès qu'il est mis fin à l'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité. A cette fin, il est exigé de l'exploitant ou la société propriétaire la constitution de garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

6.5.4.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Loi Grenelle 1

La loi n° 2009-967 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite Grenelle 1, a été adoptée le 3 août 2009.

Le texte regroupe un ensemble d'engagements et d'objectifs généraux à moyen et long terme en matière environnementale, au nombre desquels figurent la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables, la protection de la biodiversité et des milieux naturels, la prévention des risques pour l'environnement et la santé ainsi que la gestion des déchets. Par ailleurs, la loi assure un renforcement du rôle des associations et de l'information en matière environnementale et contient diverses dispositions relatives à la gouvernance d'entreprise.

La plupart des dispositions demeurent néanmoins dénuées de portée normative, les orientations et les objectifs ainsi fixés par le législateur ayant vocation à trouver leur déclinaison opérationnelle dans la loi portant engagement national pour l'environnement, dit Grenelle 2 adoptée le 12 juillet 2010.

Loi Grenelle 2

La loi n° 2010-788 dite Grenelle 2 portant engagement national pour l'environnement a été adoptée le 12 juillet 2010. Nombre de ses dispositions impactent les activités d'EDF. Parmi celles-ci peuvent être relevées tout particulièrement les suivantes :

- pour permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable, la loi met en place de nouveaux instruments de planification territoriale, parmi lesquels les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie présentent une importance de premier ordre ;
- dans le domaine de la protection de la biodiversité, la mise en place des trames vertes et bleues doit permettre de compenser la perte de la biodiversité en faisant le lien entre les espaces naturels protégés et en créant des corridors écologiques entre ces espaces. Plusieurs articles sont consacrés à la définition d'une stratégie nationale pour la mer et le littoral, dont le but est d'atteindre le bon état écologique des eaux défini dans la directive 2008/56/CE du 17 juin 2008 établissant un cadre d'action communautaire dans le domaine de la politique pour le milieu marin, d'ici à 2020 ;
- motivé par le souhait de prévenir les risques industriels, le législateur renforce notamment le régime juridique des ICPE (soumission des éoliennes à la réglementation ICPE, modification de certains délais de recours, possibilité de créer des commissions de suivi de site dans certaines zones géographiques comportant plusieurs de ces risques et pollutions…) ;
- en matière de gouvernance, la loi étend l'obligation de reporting social et environnemental des entreprises. Le champ d'application de l'obligation d'information sur la manière dont la société prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité est élargi à certaines sociétés non cotées en fonction de seuils déclencheurs (bilan, nombre de salariés). Par ailleurs, les sociétés qui établissent des comptes consolidés devront fournir dans leur rapport de gestion les informations sociales et environnementales qui les concernent directement mais aussi celles concernant l'ensemble de leurs filiales au sens de l'article L.233-1 du Code du commerce ou les sociétés qu'elles contrôlent au sens de l'article L.233-3 du Code du commerce. Dans certains cas, une information individualisée sera exigée en complément des informations consolidées : lorsque les filiales ou les sociétés contrôlées sont implantées sur le territoire français et qu'elles comportent des ICPE autorisées ou enregistrées, les informations doivent porter sur chacune d'entre elles lorsqu'elles ne présentent pas de caractère consolidable ;
- à compter des exercices clos respectivement le 31 décembre 2011 pour les entreprises cotées et le 31 décembre 2016 pour l'ensemble des entreprises concernées la vérification des données (conséquences sociales, environnementales mais aussi engagements sociaux en faveur du développement durable) devra être confiée à des organismes tiers indépendants qui émettront un avis qui sera transmis à l'Assemblée générale des actionnaires ou des associés, concernant la présence des informations légales et réglementaires requises. Le décret d'application n'a pas encore été publié à la date de dépôt du présent document de référence.

Loi sur la responsabilité environnementale

La loi du 1er août 2008, relative à la responsabilité environnementale, assure la transposition de la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004. Les règles nouvelles transposées aux articles L.160-1 à L.165-2 du Code de l'environnement ont 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. Les règles nouvelles ne modifient pas le régime de responsabilité à l'égard des tiers qui continue de s'appliquer par ailleurs. Certaines dispositions ont été précisées par le décret n° 2009-468 du 23 avril 2009 (articles R.161-1 et suivants du Code de l'environnement).

Loi sur l'eau et les milieux aquatiques

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise principalement à la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau et à l'amélioration de la gestion de l'eau, comporte des dispositions susceptibles d'affecter EDF mais permet également d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique et des impératifs de la production hydroélectrique.

C'est ainsi que certaines contraintes se trouvent renforcées, du fait notamment de l'augmentation du débit minimal à l'aval des barrages, de la possibilité de modifier ou de retirer le titre d'exploitation, en cas de perturbations causées à certains poissons migrateurs par le fonctionnement de l'ouvrage, ou encore de la révision des classements de cours d'eau, pour y interdire la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixer des prescriptions lors des renouvellements de titres d'exploitation. Toutefois, un assouplissement du régime du débit minimal est prévu dans certains cas, notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe, et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée qui facilitera l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

La loi a également renforcé la portée juridique de certains documents de gestion de l'eau ; ainsi les Schémas d'Aménagement et de Gestion de l'Eau deviennent de véritables règlements opposables à tous et susceptibles de contenir des normes relatives à la qualité ou la quantité d'eau.

En raison du déclin de la population d'anguilles européennes, espèce considérée en danger critique d'extinction, le règlement n° 1100/2007 du Conseil du 18 septembre 2007 a institué des mesures de reconstitution du stock d'anguilles. Ce règlement est en vigueur depuis le 25 septembre 2007 et applicable directement, sans mesure de transposition. Il a imposé à chaque État membre d'élaborer pour le 31 décembre 2008 des plans de gestion de l'anguille pour chaque bassin hydrographique concerné. Ces plans de gestion ont comme objectif de réduire la mortalité anthropique afin d'assurer un taux d'échappement vers la mer d'au moins 40 % de la biomasse d'anguilles. Parmi les mesures énumérées dans le règlement, le plan de gestion peut comporter des mesures structurelles visant à permettre le franchissement des rivières et à améliorer les habitats pour les cours d'eau ainsi que l'arrêt temporaire des turbines des centrales hydroélectriques.

Le plan de gestion national, intégrant les mesures prises sur chaque bassin, a été approuvé le 15 février 2010 par la Commission européenne.

Stratégie marine

La directive 2008/56/CE du Parlement européen et du Conseil du 17 juin 2008 établissant un cadre d'action communautaire dans le domaine de la politique pour le milieu marin (directive cadre « Stratégie pour le milieu marin ») vise à protéger et à conserver le milieu marin et prévoit que les États définiront des stratégies pour les eaux marines européennes avec pour objectif d'atteindre en 2020 un bon état écologique du milieu marin, des programmes de surveillance et diverses mesures. Certaines installations de production d'EDF (éoliennes offshore, centrales en bord de mer ou à l'intérieur des terres dès lors qu'elles sont susceptibles d'affecter directement ou indirectement le milieu marin) pourraient à terme être affectées par des contraintes nouvelles, notamment au travers de documents stratégiques de façades.

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 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT 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.

En France, le plan national d'élimination et de traitement des appareils au PCB a été approuvé par arrêté ministériel du 26 février 2003. Pour une dizaine d'entreprises qui disposaient de plus de 300 appareils, le plan particulier d'élimination pour chacune de ces entreprises (dont EDF) figure à l'annexe 11 du plan national. Le plan particulier à mettre en œuvre par EDF impliquait le traitement d'un certain nombre d'appareils chaque année, l'intégralité des appareils devant être traité, comme indiqué ci-dessus, au plus tard le 31 décembre 2010. Pour EDF, cet objectif a été atteint puisque le dernier appareil appartenant à un tiers, mais exploité par la Société, qui subsistait à fin décembre 2010 a été éliminé le 24 janvier 2011. Quant à ERDF, filiale la plus impactée par ce programme de traitement (environ 65 000 appareils), tous les appareils pollués au taux supérieur à 500 ppm ont pu être effectivement retirés du réseau avant le 31 décembre 2010. À cette date, il ne restait que 1 425 appareils chez les industriels agréés, pour traitement au cours des premières semaines 2011.

Voir aussi la section 6.4.3.2.2.4 (« Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets) »).

Gaz à effet de serre

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée 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).

Jusqu'en 2013, la directive prévoit que des quotas d'émission de GES doivent être affectés aux exploitants des secteurs concernés sur la base d'un Plan national d'allocation des quotas (« PNAQ »). En France, cette directive a été transposée principalement par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES (L.229-5 et suivants du Code de l'environnement), et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES (R.229-5 du Code de l'environnement). En application de cette réglementation, un premier PNAQ affectant des quotas de GES aux exploitants concernés pour la période 2005-2007 avait été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005, après avis favorable de la Commission européenne.

Le PNAQ 2 a été approuvé par décret le 15 mai 2007. Il fixe la quantité totale des quotas de CO_2 pour la période 2008-2012 à 132,8 Mt CO_2, la quantité de quotas affectée au secteur électrique à 25,6 Mt dont 16,58 Mt CO_2 annuels pour EDF. Le PNAQ 2 précise que les exploitants pourront utiliser, dans la limite de 13,5 % de l'affectation de quotas prévue pour leurs installations, des URE ou REC (crédits issus des activités de projet) pour s'acquitter de leur obligation de restitution de quotas. L'arrêté du 31 mai 2007 fixe la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés pour la période 2008-2012.

Pour la période 2013-2020, les 27 plafonds nationaux au sein de l'Union européenne ont été supprimés au profit d'un plafond communautaire unique. Selon les dispositions de la directive ETS modifiée par la directive n° 2009/29 du 23 avril 2009, la Commission européenne devait déterminer avant fin 2010 la quantité totale de quotas à allouer pour la période et la répartition entre les Etats membres sur la base d'un certain nombre de principes. La décision (n°2010-4658) du 9 juillet 2010, ajustée par une décision publiée le 22 octobre 2010, a fixé la quantité totale de quotas pour l'ensemble de la Communauté à 2 039 152 882 quotas pour 2013. Ce volume diminuera de manière linéaire de 1,74 % par an annuellement à compter de 2013. Le principe sera à partir de cette période une mise aux enchères des quotas et non une allocation gratuite comme jusqu'à présent. La mise en œuvre de la mise aux enchères des quotas sera progressive, à l'exception du secteur électrique pour lequel l'allocation par enchères sera, sauf exceptions, de 100 % à compter de 2013. EDF devra, par conséquent, acheter l'intégralité des quotas. Un règlement européen n° 1031/2010 publié au JOUE en novembre 2010 est venu préciser le calendrier, la gestion et les autres aspects de la mise aux enchères des quotas de GES.

Dans le cadre du PNAQ 2, les besoins en quotas des nouveaux entrants au système d'échange avaient été sous-estimés et la réserve de quotas qui leur était destinée sous-dimensionnée. La loi de finances rectificative pour 2008 avait prévu, pour faire face à l'insuffisance de la réserve, une réduction de l'enveloppe des quotas d'émission destinés aux installations du secteur de la production d'électricité, affectés mais non encore délivrés au 31 décembre 2008, d'au maximum 10 % en 2009, 20 % en 2010, 35 % en 2011 et 60 % en 2012. La loi prévoit que les quotas ainsi dégagés pourront être vendus par l'Etat dans des conditions définies par décret en Conseil d'Etat. La répartition de la réduction sur les années 2009 à 2012 est fixée annuellement par décret, après avis de la commission d'examen du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Le décret n°2009-231 du 26 février 2009 pris pour l'application de cette disposition a été abrogé par le décret n° 2009-1557 du 15 décembre 2009, cette mesure n'ayant pas reçu un avis favorable de la Commission européenne. L'abrogation de ce décret a rendu les dispositions de la loi de finances 2008 inapplicables.

Afin de régler le problème du sous-dimensionnement de la réserve, la loi de finances 2011 du 29 décembre 2010 a modifié les règles de délivrance des quotas de CO_2. Ces modifications, dont l'entrée en vigueur est envisagée pour le 30 juin 2011 au plus tard, consistent principalement (i) en l'introduction d'un nouvel article L.229-10 du Code de l'environnement qui pose le principe général selon lequel une partie des quotas, dans la limite de 10 %, sera délivrée à titre onéreux au cours de la 2ème période du système d'échange de quotas (SCEQE) soit 2008-2012 et (ii) à prévoir un décret d'application de ces dispositions, non encore publié, précisant la proportion de quotas qui sera délivrée à titre onéreux pour les années 2011 et 2012 par secteurs et sous-secteurs industriels selon leur exposition au risque de fuite de carbone (la proportion de quotas délivrés à titre onéreux à une installation pour une année devant être comprise entre 5 % et 15 %) et définissant la méthode de détermination du prix des quotas délivrés à titre onéreux (en fonction du prix moyen constaté des quotas sur le marché au comptant au cours des 12 mois précédant la date de délivrance de ces quotas).

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive dite « Crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 a été transposée en droit français aux articles L. 229-5 et suivants du Code de l'environnement par la loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 et le décret n° 2006-622 du 29 mai 2006. Les crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto, mise en œuvre conjointe (MOC) et mécanisme de développement propre (MDP) peuvent ainsi être utilisés dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Le dispositif a été complété par décret et arrêté, datés du 29 mai 2006 ainsi que par un arrêté du 2 mars 2007 venant préciser les différentes étapes de la procédure nationale d'agrément de ces projets. Deux procédures d'agrément distinctes sont prévues selon qu'il s'agit de projets MDP ou de MOC réalisés en dehors du territoire national par des opérateurs français ou de projets MOC réalisés en France par des opérateurs étrangers ou français, projets dits domestiques.

Ainsi les exploitants concernés, dont EDF, pourront, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus de ces projets pour respecter leurs obligations annuelles de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de leurs installations. La quantité de quotas allouée à EDF pour la deuxième période ayant fortement diminué, l'entreprise devra faire plus largement appel à ces mécanismes pour couvrir ses émissions. L'utilisation de ces crédits à cette fin a toutefois été limitée (13,5 %, voir ci-dessus).

Un débat a lieu actuellement, la Commission européenne projetant une communication sur la restriction de certaines formes de crédits carbone issus du MDP au sein du système UE – ETS pour la phase post 2012.

Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif de certificats d'économies d'énergie, régi par la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (LPOPE) et ses textes d'application et modifié par la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010, fait peser des obligations d'économie d'énergie sur les fournisseurs d'énergie.

Un objectif triennal d'économie est défini et réparti selon des conditions et modalités fixées par voie réglementaire, entre les personnes soumises à l'obligation de réaliser des économies d'énergie (les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Cet objectif était de 54 TWhc au cours de la 1ère période du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009. La 2ème période s'étend du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013 et l'objectif affiché est de 345 TWhc. L'obligation d'EDF devrait se situer aux alentours de 140 TWhc (contre 29,8 TWhc pour la première période). Le montant définitif sera arrêté et notifié au plus tard le 31 mars 2014, après déclaration certifiée par l'entreprise, *via* un expert comptable ou un

Commissaire aux comptes, des quantités annuelles 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.

Le titre III de la loi Grenelle 2 consacré à l'énergie et au climat a réformé le dispositif relatif aux certificats d'économie d'énergie en élargissant notamment le champ des personnes obligées de sorte que la part relative d'EDF dans l'obligation nationale d'économie d'énergie devrait diminuer. Elle restreint aussi le champ des « personnes éligibles » à l'obtention de CEE.

Sites naturels 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.

La protection de l'environnement par le droit pénal
Divers motifs, dont certaines catastrophes écologiques liées à des transports maritimes, ont conduit à l'adoption de 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. Si la plupart des infractions sont déjà réprimées en droit français, une innovation consiste en la répression d'actes « susceptibles » de nuire à l'environnement. Quant au niveau minimal des peines, la directive laisse à chaque état le soin de fixer « des sanctions pénales effectives, proportionnées et dissuasives ».

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante
Le groupe EDF est en outre soumis aux textes législatifs et réglementaires relatifs à l'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 aéro-réfrigérantes désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses tours aéro-réfrigérantes et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligé de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les tours aéro-réfrigérantes des Installations Nucléaires de Base, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéro-réfrigérants. En juin 2006, elle a également demandé que des mesures complémentaires soient mises en place pour renforcer le plan de surveillance existant et que des études de faisabilité approfondies soient réalisées pour chaque site afin de renforcer la prévention des légionelles dans les circuits.

Autres réglementations

Le réglement CE n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1er juin 2007, vise à assurer un niveau élevé de protection de la santé humaine et de l'environnement, y compris la promotion de méthodes alternatives pour l'évaluation des dangers liés aux substances, 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. Au cours de l'année 2010, EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les susbtances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. Il s'agit notamment des cendres et du gypse issus de la production thermique. S'agissant de la prochaine échéance d'enregistrement, en mai 2013, EDF se prépare dès à présent à enregistrer la monochloramine et l'hypochlorite de sodium.

Par ailleurs, une directive 98/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 février 1998 concernant la mise sur le marché des produits biocides [1], transposée aux articles L. 522-1 et suivants du Code de l'environnement, met notamment en place un régime d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides sur le territoire européen. Elle a pour objectif principal d'assurer un niveau de protection élevé de l'homme, des animaux et de l'environnement en limitant la mise sur le marché aux seuls produits biocides efficaces présentant des risques acceptables et en encourageant la mise sur le marché de substances actives présentant de moins en moins de risque pour l'homme et l'environnement. EDF est concerné par ce texte en tant qu'utilisateur de produits biocides.

Un projet de règlement proposé en juin 2009 par la Commission européenne remplacera la directive 98/8/CE en vue, notamment, de simplifier la procédure actuelle d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides. EDF est principalement concerné du fait de l'extension du champ d'application de ce futur réglement à la génération *in situ* de susbtances actives. L'entrée en vigueur de ce texte est prévue en 2013.

6.5.4.5 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.

1. *La directive définit les produits biocides comme les substances actives et préparations contenant une ou plusieurs substances actives destinées à détruire, repousser ou rendre inoffensifs les organismes nuisibles, à en prévenir l'action ou à les combattre de toute autre manière, par une action chimique ou biologique.*

6.5.4.5.1 Réglementation future au niveau communautaire

Environnement

À la suite du programme *Clean Air For Europe* (CAFE), lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe, et de la stratégie thématique sur la pollution atmosphérique du 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen) qui définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020, a été lancée la révision de la directive n° 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques. La phase de consultation préalable étant finie, une proposition de directive modificative devait être publiée par la Commission au mois de février 2008 mais a été repoussée à une date indéterminée en raison notamment de la volonté de la Commission de prendre en compte le Paquet Énergie et les difficultés liées à la répartition entre les États membres. Cette proposition de directive proposerait notamment la mise en place d'un marché des émissions de SO_X et NO_X entre les États membres et le durcissement des plafonds nationaux d'émissions.

La proposition de directive sur les normes de qualité environnementale dans le domaine de l'eau et modifiant la directive n° 2000/60/CE établira des normes de qualité environnementale pour limiter la quantité de substances chimiques (appelées substances prioritaires) présentant un risque significatif pour l'environnement ou la santé dans les eaux de surface (cours d'eau, lacs, eaux côtières) de l'Union européenne. Elle demandera aux États membres de veiller au respect des normes. Cette obligation pourra donner lieu à des dispositions plus sévères concernant les rejets et émissions des installations d'EDF.

Ainsi que le préconisait le sixième programme d'action pour l'environnement, la Commission européenne a publié le 22 septembre 2006 une proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols qui a été adopté par le Parlement européen en première lecture le 14 novembre 2007. Le Conseil des Ministres européens de l'environnement réuni le 20 décembre 2007 n'a pas en revanche adopté ce texte, plusieurs États s'y opposant, au nombre desquels la France, au nom du principe de subsidiarité. Ce texte a pour objectif de définir les principes et actions, communs à tous les États membres, permettant de lutter activement contre la dégradation des sols et préserver leur capacité à remplir chacune de leurs fonctions écologiques, économiques, sociales et culturelles. Le texte pourrait être relancé à l'initiative de prochaines présidences de l'Union européenne.

Le projet de directive sur les émissions industrielles a été adopté par le Conseil des Ministres de l'Union européenne le 8 novembre 2010, après un accord politique sous présidence tchèque et un accord avec le Parlement en deuxième lecture. Le texte est désormais en attente de publication au JOUE. Cette directive révise et refond en un seul texte juridique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Son chapitre 3 concerne tout particulièrement EDF puisqu'il règle les activités de production d'électricité par les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence de ces centrales sont fonction du type d'installation et du combustible et entrent en vigueur à compter du 1er janvier 2016. Le délai de transposition de la directive après son entrée en vigueur est de deux ans. La Commission européenne a lancé une consultation publique, qui a pris fin au mois de septembre 2010, sur la révision de la directive relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement de certains projets publics et privés. La directive 85/337/CE du 27 juin 1985 modifiée est l'outil juridique des études d'impact. Le texte prévoit la réalisation d'une évaluation de ces incidences, avant l'octroi d'une autorisation, des projets susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement. Les effets directs et indirects doivent être identifiés, évalués sur un certain nombre de facteurs. La directive distingue deux catégories de projets : les projets de son annexe I toujours soumis à évaluation environnementale et les projets figurant à l'annexe II qui peuvent être soumis au cas par cas à celle-ci. Les procédures d'autorisations des projets qu'EDF pourrait entreprendre risquent d'être alourdies par la révision de cette directive.

Le sixième programme qui fixe le programme de travail de la Commission européenne dans le domaine de l'environnement prend fin en 2012 (2002-2012) et les travaux de préparation du septième programme ont démarré. Quelques orientations se dégagent déjà. D'une durée plus courte (7 ans), le nombre de thèmes abordés devrait être plus limité mais chaque thème devrait être accompagné d'objectifs concrets et d'un calendrier précis (biodiversité, utilisation durable des ressources naturelles, empreinte environnementale, accès à la justice dans le domaine environnemental).

Nucléaire

L'anniversaire du traité Euratom a été l'occasion pour les institutions européennes de dresser le bilan de son application. Il en est ressorti que le Parlement souhaiterait que la codécision soit introduite dans le traité Euratom afin d'être obligatoirement associé au processus décisionnel. Néanmoins l'acquis communautaire en matière d'énergie nucléaire ainsi que sa modernité dans le contexte énergétique et climatique actuel ont été salués et les fondamentaux du traité ne devraient pas être modifiés prochainement.

Par ailleurs, un groupe de haut niveau sur la sûreté nucléaire et la gestion des déchets, composé de représentants des États membres et d'un représentant de la Commission, a été créé par le Conseil au cours du printemps 2007. Il est chargé d'identifier des approches harmonisées et de proposer des recommandations sur la sûreté des installations, la sûreté de la gestion des déchets et le financement de la déconstruction et de la gestion des déchets et du combustible usé. Ses travaux pourraient, à terme, susciter de nouveaux développements de la réglementation nucléaire communautaire.

La Commission souhaiterait harmoniser les régimes de responsabilité civile nucléaire et procède actuellement à une étude d'impact tenant compte des conventions internationales de Paris et de Vienne et envisageant l'élaboration d'un régime « communautaire ».

6.5.4.5.2 Réglementations futures en France

6.5.4.5.2.1 Le Paquet Énergie

Les directives 2009/72 et 2009/73, entrées en vigueur le 3 septembre 2009, devaient être transposées en droit interne au plus tard le 3 mars 2011. L'article 4 de la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne a autorisé le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de 6 mois à compter de la date de promulgation de la loi, c'est-à-dire avant le 5 juillet 2011, les dispositions nécessaires pour transposer la directive 2009/72/CE et abrogeant la directive 2003/54/CE. Un projet de

texte a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) en mars 2011, puis transmis au Conseil d'État.

Les principales dispositions du 3e Paquet, et notamment celles de la directive 2009/72, s'articulent autour de plusieurs idées.

D'abord, l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport doit être mieux garantie. Pour satisfaire cette exigence, la directive laisse aux États membres le choix entre trois options pour dissocier les activités de production/fourniture des activités de gestion des réseaux :

- la dissociation patrimoniale pure et simple des gestionnaires de réseaux de transport (*Ownership Unbundling* ou « OU »), solution privilégiée par la Commission ;
- le gestionnaire de réseau indépendant (ISO [1]), option qui permet aux entreprises verticalement intégrées de conserver la propriété des actifs du réseau, mais exige que le réseau de transport lui-même soit géré et exploité par un gestionnaire de réseau indépendant ;
- le gestionnaire de transport indépendant (ITO [2]) préserve les entreprises verticalement intégrées mais leur impose le respect de certaines règles garantissant l'indépendance des activités de production/fourniture par rapport à celles de gestionnaire de réseau de transport, et notamment : (i) les règles garantissant l'indépendance du personnel et des dirigeants du gestionnaire de réseau sont renforcées avec un rôle accru de l'autorité de régulation ; (ii) l'ITO doit disposer d'un organe de surveillance chargé de prendre les décisions qui pourraient avoir des répercussions importantes sur la valeur des actifs des actionnaires du gestionnaire de réseau de transport (décisions relatives à l'approbation du plan financier annuel, niveau d'endettement…) ; cet organe ne peut pas prendre de décision en ce qui concerne les activités quotidiennes de gestionnaire de réseau ; et (iii) l'ITO doit désigner un « *compliance officer* » chargé du contrôle du programme d'engagements de l'ITO. Cette transposition est celle retenue par la France dans le cadre de la transposition en cours.

Par ailleurs, l'indépendance et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être renforcés car ils constituent un élément clé du bon fonctionnement du marché de l'électricité et une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie est mise en place.

Le troisième Paquet Énergie établit par ailleurs des réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport dans les domaines de l'électricité (ENTSO-E) et du gaz (ENTSO-G) notamment dans le but d'assurer une évolution technique saine des réseaux européens de transport d'électricité et de gaz. Sur la base des plans nationaux de développement des réseaux, les ENTSO devront publier un plan de développement des réseaux sur 10 ans dans le but notamment d'identifier le manque d'investissements en matière de capacités transfrontalières.

6.5.4.5.2.2 Autres Réglementations futures en France

Le Groupe sera soumis à la directive n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques), dont la date limite de transposition a été reportée par la directive 2008/46/CE au 30 avril 2012. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs. Ces prescriptions concerneront RTE EDF Transport et ERDF, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les lignes ou les postes-sources à l'occasion de travaux sous tension ou non. Elles affecteront également la Direction Production-Ingénierie d'EDF qui emploie du personnel de maintenance électrique dans le voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de production.

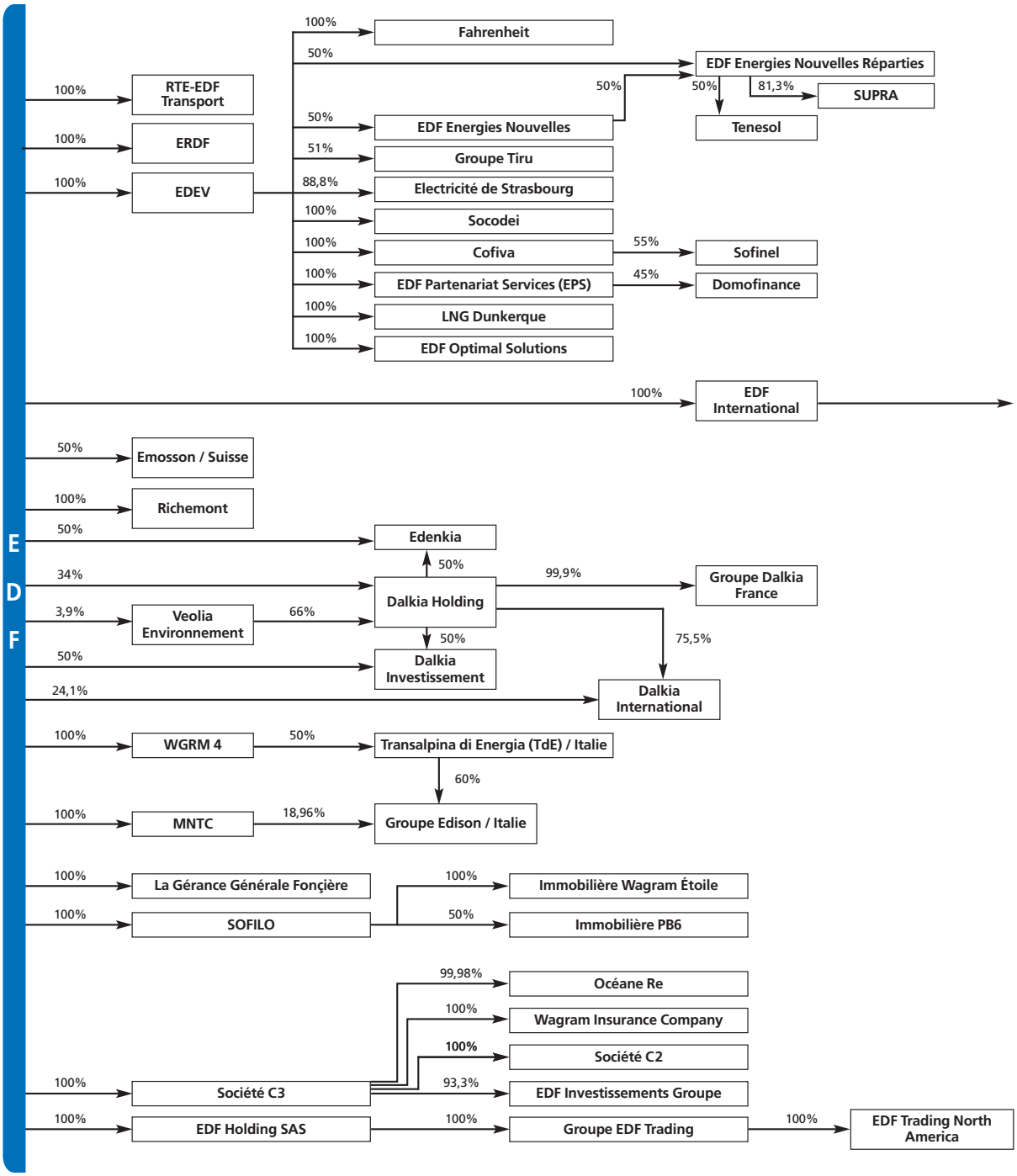
La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des États membres et laisse une assez large place à la subsidiarité aurait dû être transposée en droit interne avant le 17 mai 2008. Outre l'effort particulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des États membres. À ce jour, cette directive n'a été que partiellement transposée en droit interne.

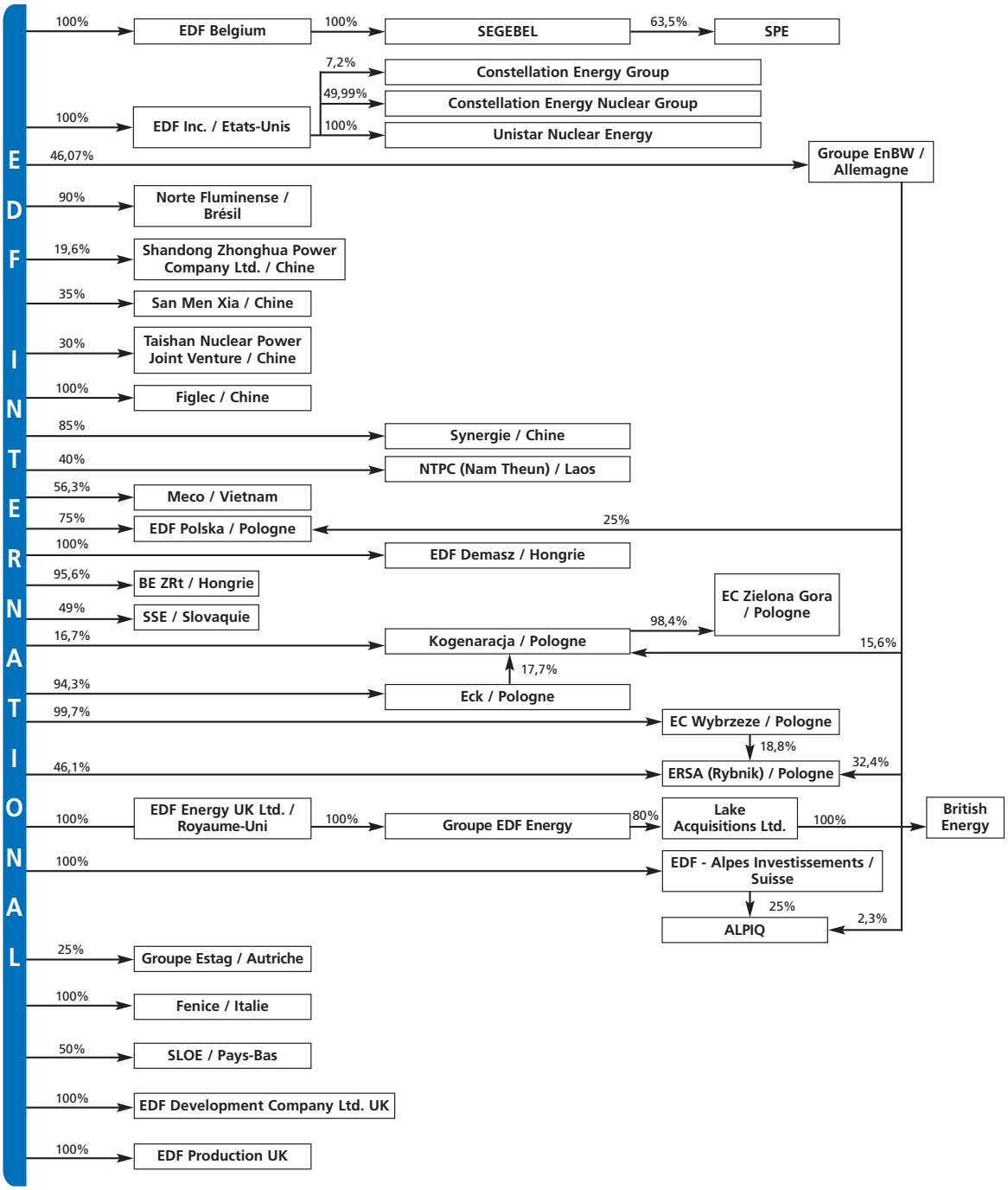
La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 compte 257 articles répartis en plusieurs titres consacrés respectivement aux bâtiments et à l'urbanisme, aux transports, à l'énergie et au climat, à la biodiversité, aux risques, à la santé, aux déchets et à la gouvernance, et l'adoption d'environ 200 textes et décrets d'application sera nécessaire.

1. *Independent System Operator.*
2. *Independent Transmission Operator.*

7 ORGANIGRAMME

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2010 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité, correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.




EDF INTERNATIONAL
100%
EDF Belgium
100%
SEGEBEL
63,5%
SPE
7,2%
Constellation Energy Group
49,99%
Constellation Energy Nuclear Group
100%
EDF Inc. / Etats-Unis
100%
Unistar Nuclear Energy
46,07%
Groupe EnBW / Allemagne
90%
Norte Fluminense / Brésil
19,6%
Shandong Zhonghua Power Company Ltd. / Chine
35%
San Men Xia / Chine
30%
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
100%
Figlec / Chine
85%
Synergie / Chine
40%
NTPC (Nam Theun) / Laos
56,3%
Meco / Vietnam
75%
EDF Polska / Pologne
25%
100%
EDF Demasz / Hongrie
95,6%
BE ZRt / Hongrie
49%
SSE / Slovaquie
98,4%
EC Zielona Gora / Pologne
16,7%
Kogenaracja / Pologne
15,6%
17,7%
94,3%
Eck / Pologne
99,7%
EC Wybrzeze / Pologne
18,8%
46,1%
ERSA (Rybnik) / Pologne
32,4%
100%
EDF Energy UK Ltd. / Royaume-Uni
100%
Groupe EDF Energy
80%
Lake Acquisitions Ltd.
100%
British Energy
100%
EDF - Alpes Investissements / Suisse
25%
ALPIQ
2,3%
25%
Groupe Estag / Autriche
100%
Fenice / Italie
50%
SLOE / Pays-Bas
100%
EDF Development Company Ltd. UK
100%
EDF Production UK

L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, leurs soldes intermédiaires de gestion et/ou leur poids économique dans le Groupe figurent à la section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international ») du présent document de référence. Par ailleurs, la note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010 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 intragroupe

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 maison mère. 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 2010 est d'environ 373 millions d'euros (dividendes reçus en 2010 au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009). EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2010 un montant total de dividendes de 1 702 millions d'euros, dont 633 millions d'euros versés par EDF International.

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 dont l'objet est notamment de centraliser les financements intragroupe de moyen et long terme.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, ceux-ci ne sont pas significatifs. En effet, les filiales du Groupe disposent généralement de leurs propres services centraux et opèrent sous leurs propres marques.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir le chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés ») ci-après.

8

PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

8.1 Actifs immobiliers tertiaires 162

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 162

8.3 Prêts d'accession à la propriété 162

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 près de 4,4 millions de m² de locaux tertiaires, dont environ 77 % sont en pleine propriété du Groupe et 23 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

La direction de l'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 2011 – 2021 pour EDF à hauteur de 542 millions d'euros.

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction

EDF est assujetti 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 2010 environ 14,8 millions d'euros (14,2 millions d'euros en 2009).

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. À la suite de la conclusion d'un partenariat 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 2010, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 6,8 millions d'euros au bilan d'EDF (7,8 millions d'euros au 31 décembre 2009).

9

EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT

9.1 Chiffres clés 165
Extraits des comptes de résultat consolidés 166
Extraits des bilans consolidés 166
Cash flow opérationnel 166
Informations relatives à l'endettement financier 167
9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice 167
9.2.1 Éléments de conjoncture 167
9.2.1.1 Évolution du PIB 167
9.2.1.2 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie 167
9.2.1.3 Consommation d'électricité 170
9.2.1.4 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel 170
9.2.1.5 Conditions climatiques 171
9.2.2 Événements marquants 172
9.2.2.1 Développements stratégiques 172
9.2.2.2 Activités en France 174
9.2.2.3 Environnement réglementaire 174
9.2.2.4 Gouvernance 175
9.2.2.5 Ressources humaines 176
9.2.2.6 Financement du Groupe 176
9.2.2.7 Périmètre de consolidation 176
9.3 Introduction à l'analyse des résultats 2010 177
9.4 Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements 177
9.5 Segmentation de l'information financière 177
9.6 Analyse du compte de résultat consolidé pour 2010 et 2009 178
9.6.1 Chiffre d'affaires 179
9.6.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE) 180
9.6.2.1 Achats de combustible et d'énergie 180
9.6.2.2 Autres consommations externes 181
9.6.2.3 Charges de personnel 181
9.6.2.4 Impôts et taxes 181
9.6.2.5 Autres produits et charges opérationnels 181
9.6.2.6 Prolongation du TaRTAM (lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010) 181
9.6.3 Résultat d'exploitation 181
9.6.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading 182
9.6.3.2 Dotations aux amortissements 182
9.6.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession 182
9.6.3.4 Pertes de valeur 182
9.6.3.5 Autres produits et charges d'exploitation 182
9.6.4 Résultat financier 182
9.6.5 Impôts sur les résultats 182
9.6.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées 183

9.6.7 Résultat net des activités en cours de cession 183
9.6.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle 183
9.6.9 Résultat net part du Groupe 183
9.6.10 Résultat net courant 183
9.6.11 Endettement financier net 183
9.7 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation 184
9.7.1 France 185
9.7.1.1 Ventilation de l'information financière du segment « France » 185
9.7.1.2 Ouverture du marché 185
9.7.1.3 Équilibre offre-demande 185
9.7.1.4 Chiffre d'affaires 185
9.7.1.5 EBE 185
9.7.1.6 Résultat d'exploitation 186
9.7.1.7 Ventilation de l'information financière du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires 186
9.7.2 Royaume-Uni 187
9.7.2.1 Chiffre d'affaires 187
9.7.2.2 EBE 187
9.7.2.3 Résultat d'exploitation 187
9.7.3 Italie 188
9.7.3.1 Chiffre d'affaires 188
9.7.3.2 EBE 188
9.7.3.3 Résultat d'exploitation 188
9.7.4 Autre International 189
9.7.4.1 Chiffre d'affaires 189
9.7.4.2 EBE 189
9.7.4.3 Résultat d'exploitation 189
9.7.5 Autres activités 190
9.7.5.1 Chiffre d'affaires 190
9.7.5.2 EBE 190
9.7.5.3 Résultat d'exploitation 190
9.8 Flux de trésorerie et endettement financier net 191
9.8.1 Flux de trésorerie 191
9.8.1.1 Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles 191
9.8.1.2 Flux de trésorerie nets générés par les activités d'investissement 192
9.8.1.3 Flux de trésorerie nets générés par les activités de financement 194
9.8.2 Endettement financier net 194
9.9 Gestion et contrôle des risques marchés....196
9.9.1 Gestion et contrôle des risques financiers 196
9.9.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité 196
9.9.1.2 Notation financière 198
9.9.1.3 Gestion du risque de change 198
9.9.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt 200
9.9.1.5 Gestion du risque actions 201
9.9.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF 201
9.9.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit 203
9.9.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies 204
9.9.2.1 Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies 204
9.9.2.2 Organisation du contrôle 204
9.9.2.3 Principes opérationnels de gestion et de contrôle des risques marchés énergies 205
9.9.3 Gestion des risques assurables 206

9.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés du groupe EDF. Les données comparatives présentées au titre de l'exercice 2009 sont retraitées des impacts de l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients » et IFRIC 12 « Accords de concession de services » et de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », ainsi que du changement de présentation dans le compte de résultat consolidé des effets de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés).

L'exercice 2010 est marqué par trois opérations majeures relatives au périmètre d'activité du Groupe qui, au même titre que les changements de méthodes comptables ou de présentation, affectent la comparabilité des exercices 2009 et 2010. La cession en cours d'EnBW et son reclassement en « Activité en cours de cession » a notamment conduit à modifier les données comparatives telles que publiées en 2009. Ces opérations sont :

- La cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques, finalisée le 29 octobre 2010. La contribution des réseaux britanniques au résultat net du Groupe (notamment du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation), ainsi qu'aux flux de trésorerie porte sur 10 mois en 2010 contre 12 mois dans les chiffres 2009 présentés en comparatif. La finalisation de cette cession a conduit à la décomptabilisation des éléments de bilan liés aux réseaux britanniques et à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 6,7 milliards d'euros au 31 décembre 2010.
- La cession d'EnBW, approuvée par le Conseil d'administration réuni le 6 décembre 2010. La contribution d'EnBW au compte de résultat du Groupe est reflétée sur une seule ligne « Résultat net des activités en cours de cession », cette entité ne contribuant donc ni au chiffre d'affaires, ni à l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour les deux années 2009 et 2010. En revanche sa contribution reste intégrée dans le résultat net du Groupe. De la même manière, la contribution d'EnBW à la variation des flux de trésorerie est présentée sur une seule ligne dédiée aux activités en cours de cession pour les deux exercices présentés. Au bilan, les actifs et passifs des activités destinés à être cédés sont présentés sur une ligne dédiée en 2010, mais ne sont en revanche pas retraités sur l'exercice 2009. La prise en compte de l'impact de la cession d'EnBW sur l'endettement financier du Groupe sera cependant comptabilisée lors de la finalisation de l'opération de cession, attendue au plus tard fin avril 2011.
- La consolidation par mise en équivalence de RTE. Le 31 décembre 2010, l'Etat a nommé deux représentants supplémentaires au Conseil de surveillance de RTE, ramenant à 4 le nombre d'administrateurs représentants d'EDF à ce Conseil composé de 12 membres. EDF ne dispose donc plus du contrôle de RTE, qui est de ce fait consolidé par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010. Le compte de résultat du Groupe – notamment l'excédent brut d'exploitation - ainsi que les flux de trésorerie et investissements reflètent la contribution de RTE pour 2010 (l'année 2009 présentée correspondant à 2009 publiée). En revanche, le bilan consolidé du Groupe au 31 décembre 2010 fait apparaître RTE en « Participations dans les entreprises associées », ce qui a conduit à une diminution de l'endettement financier net de 6,3 milliards d'euros par rapport à 2009. Cette diminution tient compte du fait que la créance miroir détenue par le Groupe sur RTE, reflétant la quote-part d'endettement externe d'EDF correspondant au financement de RTE, est portée en déduction de l'endettement financier net.

Par ailleurs, les comptes consolidés présentent la particularité d'intégrer les comptes consolidés provisoires d'Edison, dont le Conseil d'administration appelé à arrêter les comptes relatifs à l'exercice 2010 a été repoussé à une date postérieure au 14 février 2011.

Les chiffres clés du Groupe au 31 décembre 2010 sont les suivants :

Extraits des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	65 165	59 140	6 025	+ 10,2	+ 4,6
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 623	15 929	694	+ 4,4	+ 2,8 (1)
Résultat d'exploitation	6 240	9 306	(3 066)	- 32,9	
Résultat avant impôts des sociétés intégrées (2)	1 814	5 102	(3 288)	- 64,4	
Résultat net des activités en cours de cession (3)	380	311	69	+ 22,2	
Résultat net part du Groupe	1 020	3 902	(2 882)	- 73,9	
Résultat net courant (4)	3 961	3 558	403	+ 11,3 (5)	

(1) L'objectif de croissance de l'EBE annoncé par le Groupe pour l'année 2010 est calculé hors impact des lois de prolongation du dispositif TaRTAM au-delà du 30 juin 2010 et jusqu'au 30 juin 2011 : avant prise en compte des provisions correspondantes, l'EBE 2010 est de 17 003 millions d'euros, en hausse de 1 074 millions d'euros par rapport à 2009 et en croissance organique de 5,2 %.

(2) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net du groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des entreprises associées, du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et du résultat des activités en cours de cession.

(3) En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte des comptes de résultat.

(4) 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. Sa définition a été revue en 2010 : 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 § 9.6.10).

(5) + 17,2 % à périmètre et change constants.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Actif immobilisé	123 844	147 147
Stocks et clients	32 209	32 295
Autres actifs	50 333	47 611
Trésorerie, autres actifs liquides et prêt à RTE EDF Transport (1)	16 944	11 745
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie)	17 229	1 237
TOTAL DE L'ACTIF	**240 559**	**240 035**
Capitaux propres – part du Groupe	31 317	29 891
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 586	4 776
Passifs spécifiques des concessions	41 161	39 877
Provisions	54 475	57 992
Emprunts et dettes financières (2)	51 333	54 241
Autres passifs	47 320	52 847
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors emprunts et dettes financières)	9 367	411
TOTAL DU PASSIF	**240 559**	**240 035**

(1) Y compris trésorerie et équivalents de trésorerie des sociétés détenues en vue de la vente.

(2) Y compris dérivés de couverture et dettes financières des sociétés détenues en vue de la vente.

Cash flow opérationnel

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Cash flow opérationnel (1)	11 446	11 457	(11)	-

(1) EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. 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 (Tableau de flux de trésorerie) corrigés d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

Informations relatives à l'endettement financier

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Emprunts et dettes financières	47 777	53 868	(6 091)	- 11,3
Dérivés de couvertures des dettes	49	373	(324)	- 86,9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 829)	(6 982)	2 153	- 30,8
Actifs liquides	(9 285) (1)	(4 735) (2)	(4 550)	96,1
Prêt à RTE EDF Transport (3)	(1 914)	-	(1 914)	
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	2 591	(28)	2 619	
ENDETTEMENT FINANCIER NET (4)	**34 389**	**42 496**	**(8 107)**	**- 19,1**

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 285 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 0 million d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 538 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 197 millions d'euros.

(3) Au 31 décembre 2010, les prêts du Groupe à RTE EDF Transport (entité mise en équivalence au 31 décembre 2010) sont également considérés comme venant en réduction de l'endettement financier net.

(4) 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. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE EDF Transport, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

9.2 ●● Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice

9.2.1 Éléments de conjoncture

9.2.1.1 Évolution du PIB [1]

Après avoir enregistré un repli de 3,6 % en 2009, conséquence de la récession qui a affecté l'économie mondiale depuis l'automne 2008, l'activité des pays membres de l'OCDE [2] a progressé de 2,4 % en 2010, même si elle tend à ralentir au fil des mois, passant de + 0,8 % au premier trimestre à + 0,4 % au dernier trimestre.

Cette évolution reflète à la fois la reprise de l'économie américaine, alimentée par la consommation des ménages qui a résisté, et une progression de 1,7 % au sein de la zone euro, sous l'effet du ralentissement des débouchés à l'exportation et de la mise en œuvre de mesures de redressement des finances publiques dans nombre de pays.

Le PIB de la zone euro avait baissé de 4 % en 2009 (+ 0,5 % en 2008).

La hausse du PIB tant en France qu'au Royaume-Uni est proche de la moyenne de la zone euro : respectivement 1,6 % et 1,8 %.

En 2009, le PIB avait diminué de 2,5 % en France, et chuté de 5 % au Royaume-Uni.

La progression de l'activité en Allemagne a été soutenue en 2010 : + 3,5 % sur l'année, contrastant avec le repli de - 4,7 % observé en 2009.

Le PIB de l'Italie en revanche a enregistré une croissance modeste de + 1 % en 2010, contre une forte décroissance de 5,1 % en 2009.

9.2.1.2 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

9.2.1.2.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Italie [3]

	France	Royaume-Uni	Italie
Moyenne 2010 en base *(€/MWh)*	47,5	48,2	64,3
Variation moyenne en base 2010/2009	+ 10,4 %	+ 17,3 %	+ 0,9 %
Moyenne 2010 en pointe *(€/MWh)*	59	55,6	75,7
Variation moyenne en pointe 2010/2009	+ 1,3 %	+ 11,2 %	- 6,8 %

En 2010, les prix du jour pour le lendemain (spot) de l'électricité en Europe ont globalement progressé par rapport à 2009 dans un contexte de hausse des prix des combustibles fossiles.

1. *Source : Note de conjoncture INSEE, décembre 2010. À la date de notre publication, les chiffres relatifs au dernier trimestre 2010, et par extension les chiffres annuels, sont encore des estimations.*
2. *Organisation de Coopération et de Développement Économiques.*
3. *• France : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;*
   • Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille sur le marché de gré à gré pour une livraison le jour même ;
   • Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME (PUN) pour une livraison le jour même.

En **France**, les prix spot ont augmenté d'une part en raison de la progression de la consommation d'électricité en 2010 (+ 5,5 % [1] par rapport à 2009), liée à la reprise économique et à des hivers rigoureux en début d'année et en fin d'année 2010 ; d'autre part, la hausse des prix spot de l'électricité reflète l'augmentation des prix du charbon qui a induit une hausse de 20 % des coûts de production des centrales au charbon entre 2009 et 2010.

Au **Royaume-Uni**, la hausse des prix s'explique en particulier par la progression des prix spot du gaz.

En **Italie**, la hausse des prix moins marquée que dans les autres pays européens s'explique par le développement de capacités d'interconnexion entre les zones et par la mise en service de centrales thermiques plus flexibles (notamment cycles combinés gaz).

9.2.1.2.2 Prix à terme de l'électricité en France et au Royaume-Uni [2]

	France	Royaume-Uni
Moyenne 2010 en base *(€/MWh)*	52,4	52,0
Variation moyenne en base 2010/2009	+ 1,2 %	+ 2,7 %
Moyenne 2010 en pointe *(€/MWh)*	69,3	59,0
Variation moyenne en pointe 2010/2009	- 4,3 %	- 3,1 %

Les prix à terme de l'électricité ont oscillé sans direction marquée au cours de l'année 2010, en fonction de l'évolution des prix des combustibles fossiles et des prix des quotas de CO_2 d'une part, et des anticipations sur l'équilibre offre-demande électrique d'autre part.

En **France**, au cours du premier semestre 2010, le contrat annuel 2011 a suivi les prix du charbon et du gaz, qui ont été en baisse en début d'année avant de rebondir au deuxième trimestre. Au second semestre, les prix se sont repliés dans un premier temps en anticipation d'un équilibre offre-demande détendu pour l'hiver à venir, mais également à la suite de la baisse du dollar par rapport à l'euro qui a entraîné le repli des coûts de production des centrales au charbon. Ils sont remontés en fin d'année dans le sillage des prix du charbon et du gaz.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April ahead* base a suivi les évolutions des prix à terme du gaz. Il a clôturé l'année à 59,3 €/MWh, en hausse de 13,6 €/MWh par rapport à fin 2009 suite à la hausse des prix du gaz.

9.2.1.2.3 Évolution du prix des permis d'émission de CO_2 [3]

Les prix des quotas d'émission de CO_2 pour livraison en décembre ont augmenté de 8,3 % en 2010 par rapport aux prix des quotas en 2009. Ils se sont établis en moyenne à 14,5 €/t en 2010. Après être tombés à moins de 10 €/t début 2009 en raison de la crise économique et de la baisse des émissions liées à la diminution de l'activité industrielle, les prix sont remontés par la suite : les acteurs de marché ont commencé à acheter des quotas en prévision d'un objectif de réduction des émissions CO_2 plus important à partir de 2013.

9.2.1.2.4 Prix des combustibles fossiles [4]

	Charbon *($/t)*	Pétrole *($/bl)*	Gaz naturel *(p/th)*
Moyenne de l'année 2010	99,3	80,3	48,0
Variation moyenne 2010/2009	+ 19,1 %	+ 28,1%	+ 2%
Plus haut de l'année 2010	122,2	94,8	60,6
Plus bas de l'année 2010	85,5	69,6	37,0
Prix fin 2009	87,1	77,9	46,5
Prix fin 2010	122,2	94,8	59,8

Les prix à terme du charbon (indice API2 pour l'Europe) ont progressé de 19,1 % en 2010 par rapport à 2009, pour s'établir en moyenne à 99,3 $/t. Après s'être repliés au cours du premier trimestre 2010 dans un contexte de stocks abondants en Europe, les prix du charbon sont repartis à la hausse en raison d'une forte progression de la demande asiatique qui concurrence désormais la demande européenne pour le charbon en provenance d'Afrique du Sud et de Colombie. De plus, en fin d'année, des problèmes d'approvisionnement liés notamment aux intempéries en Australie ont contraint l'équilibre offre-demande pour les mois à venir. Les prix du charbon se sont établis à 122,2 $/t en fin d'année.

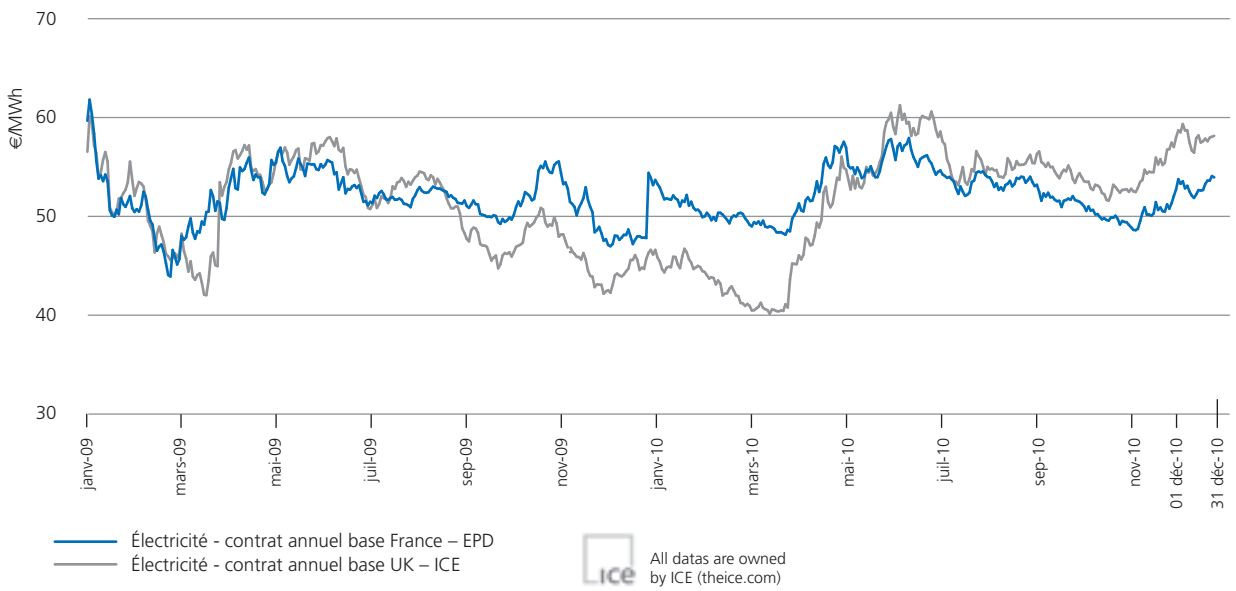
Le cours moyen du pétrole (Brent) s'est établi à 80,3 $/bl en moyenne en 2010, en hausse de 28,1 % par rapport à 2009.

En dehors d'une chute des prix au printemps liée à la crise économique en Europe qui a alimenté des craintes sur la demande en pétrole, les cours du Brent ont progressé au cours de l'année 2010. Ils ont été poussés par la croissance en Asie et par la baisse du dollar américain par rapport à l'euro au cours du deuxième semestre, ce qui a rendu les prix du pétrole attractifs pour les acheteurs européens. Le prix du Brent a clôturé l'année à 94,8 $/bl.

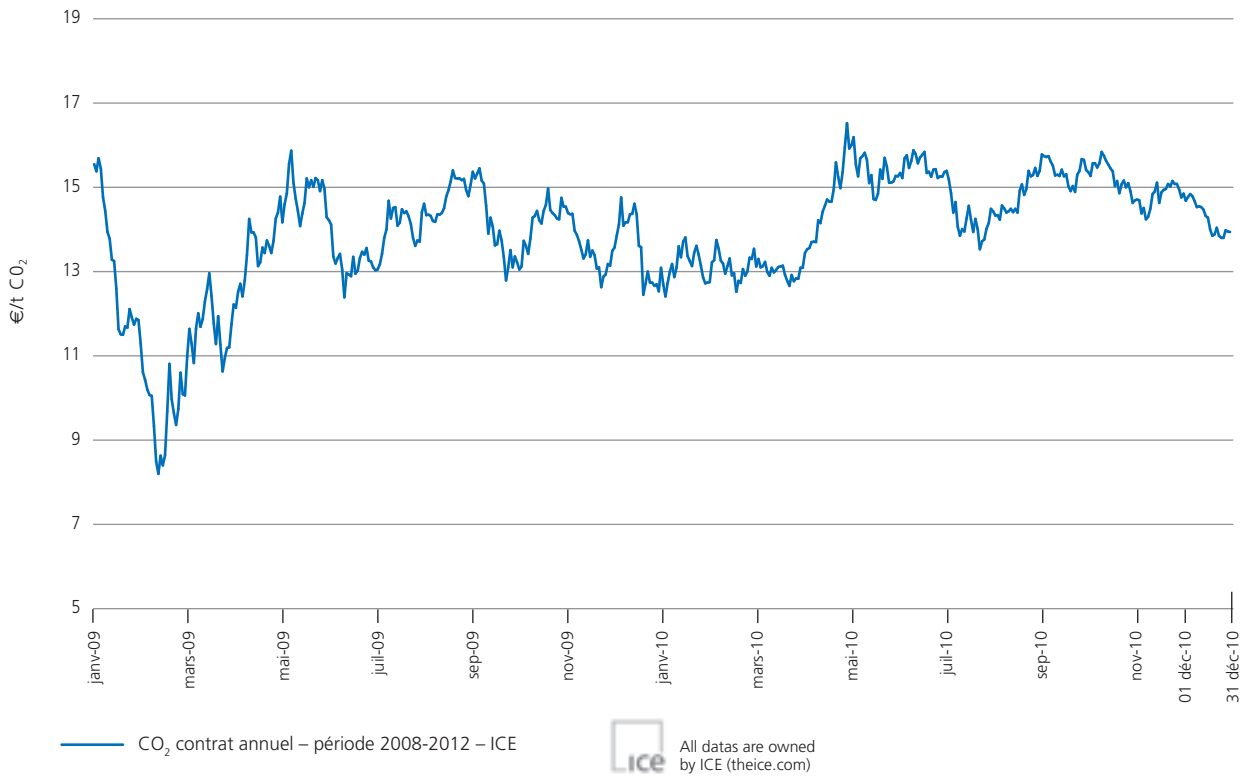
Le prix du contrat annuel de gaz naturel au Royaume-Uni s'est établi à 48 p/th en moyenne en 2010, niveau très proche de celui de 2009. En début d'année, les prix à terme du gaz ont poursuivi leur chute entamée en 2009 dans un contexte d'approvisionnements importants. Ils ont ensuite rebondi en raison de faibles stocks suite à des hivers particulièrement rigoureux et de la fluctuation des approvisionnements en provenance de Norvège pendant l'été. Les prix du gaz sur le North British Pool (NBP) ont clôturé à 59,8 p/th au 31 décembre 2010.

1. *Source RTE EDF Transport.*
2. • *France : cotation moyenne EPD des contrats annuels 2010 puis 2011 ;*
   • *Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2010 puis avril 2011 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*
3. *Cotation moyenne ECX du premier contrat annuel de la phase II (2008-2012).*
4. • *Charbon : Cotation moyenne ICE du premier contrat annuel pour une livraison en Europe (CIF ARA) ;*
   • *Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence IPE (front month) - (en $/baril) ;*
   • *Gaz naturel : Cotation moyenne ICE du premier contrat annuel pour une livraison commençant en octobre au Royaume-Uni (NBP ; en pence/therm).*

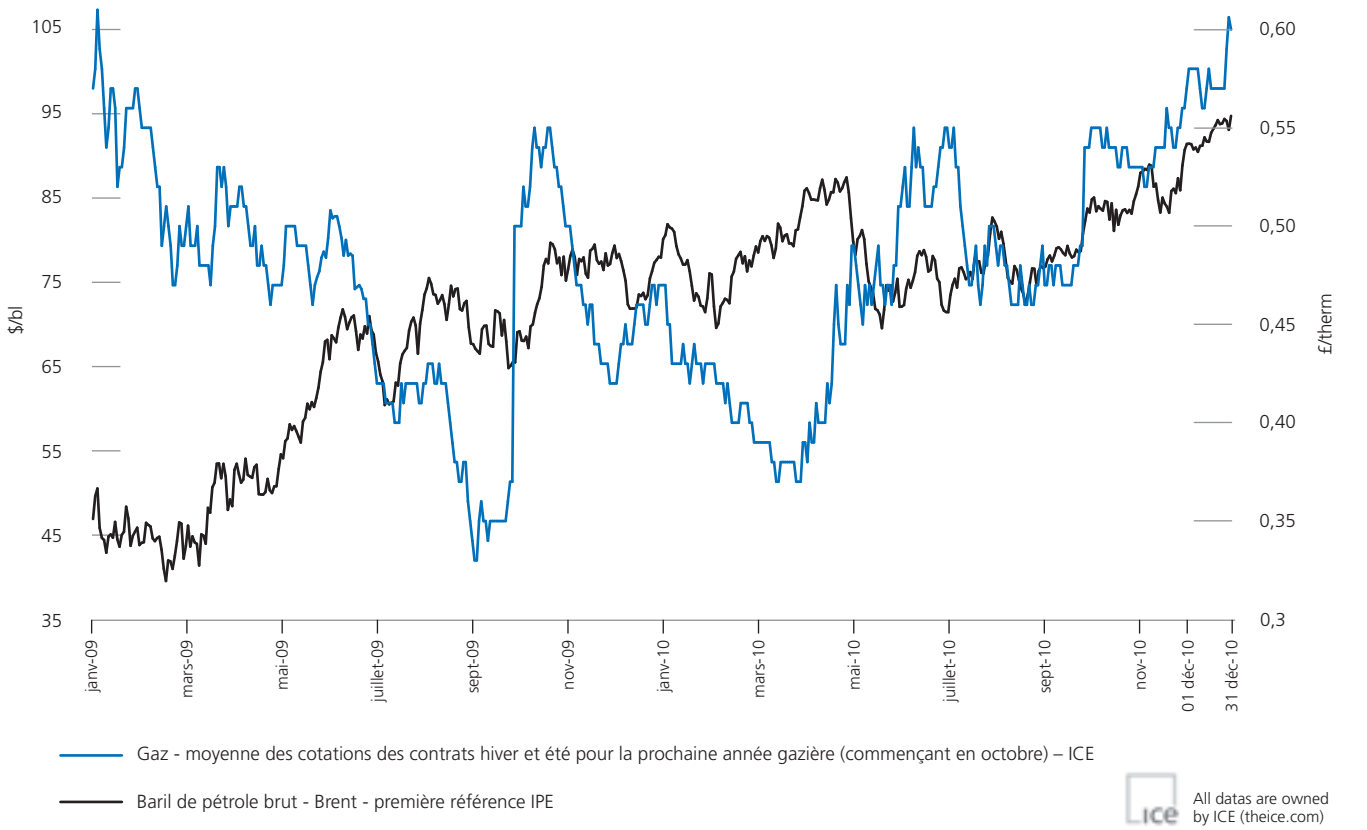
Évolution des prix à terme de l'électricité en France et au Royaume-Uni



Évolution des prix des permis d'émissions de CO_2 (phase II 2008-2012)



Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



9.2.1.3 Consommation d'électricité

En 2010, la consommation intérieure française d'électricité a été de 513,3 TWh en données brutes, en hausse de 5,5 % par rapport à 2009. Corrigée de l'aléa climatique, la consommation atteint 490 TWh, en progression de 2,5 % par rapport à 2009. Après un premier semestre 2010 relativement soutenu, la croissance s'est poursuivie plus modérément au second semestre.

Cette croissance est portée par l'ensemble des segments de clients. Après une année 2009 marquée par un fort repli (- 8,6 % par rapport à 2008), la consommation de la grande industrie bénéficie d'un redressement (+ 3 %) sans toutefois retrouver les niveaux d'avant la crise. La consommation des ménages, quant à elle, progresse légèrement (+ 2 %).

En 2010, la consommation intérieure estimée d'électricité au **Royaume-Uni** est stable par rapport à 2009 (environ 331 TWh) ; en **Italie,** elle est en augmentation par rapport à 2009[2] (environ 326 TWh).

9.2.1.4 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

L'arrêté du 12 août 2010 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité a fixé une hausse moyenne des tarifs de l'électricité au 15 août 2010 de 3,8 % (hors TaRTAM) répartie de la façon suivante : 3 % pour le tarif bleu résidentiel, 4 % pour le tarif bleu non résidentiel, 4,5 % pour le tarif jaune et 5,5 % pour le tarif vert.

Le mouvement tarifaire 2010 s'inscrit dans le prolongement de la réforme de la grille tarifaire amorcée par les pouvoirs publics en 2009. Dans un objectif d'équité entre tous les clients, elle vise à permettre que les tarifs de l'électricité reflètent plus fidèlement les coûts réels de l'électricité consommée par chaque catégorie de client (production, acheminement et commercialisation). À l'issue du mouvement de 2010, les tarifs administrés français restent parmi les plus bas d'Europe, avec des niveaux inférieurs de 25 % à 35 % à la moyenne européenne.

1. • *Données France : RTE EDF Transport, Bilan Électrique 2010 et données internes ;*
   • *Données Italie : UCTE pour les neuf premiers mois 2010 et estimation pour les trois derniers mois ;*
   • *Données Royaume-Uni : Department of Trade & Industry pour les dix premiers mois 2010 et estimation pour les deux derniers mois.*
2. *Chiffre définitif 2009 : 320,3 TWh.*

L'augmentation du TaRTAM a été de 0,6 % au 17 septembre 2010.

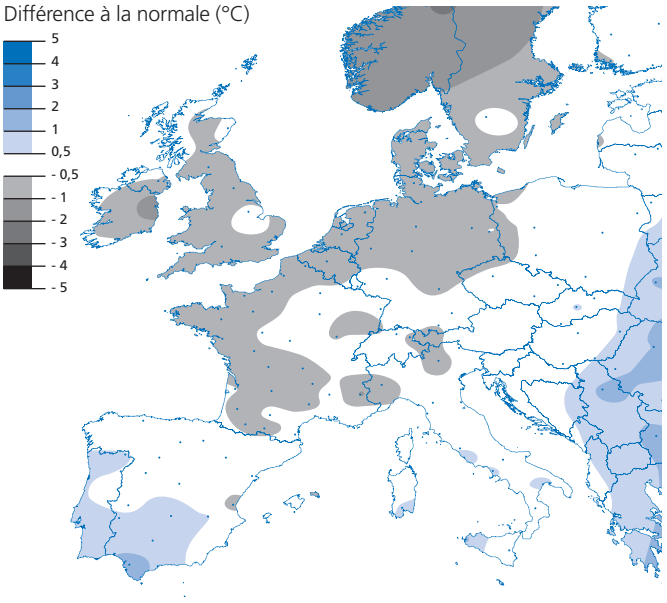
Enfin, selon les modalités d'indexation définies par le TURPE 3 [1], adopté par les pouvoirs publics par décision du 5 juin 2009, les tarifs d'utilisation des réseaux ont enregistré au 1er août 2010 une hausse de 3,4 % pour les tarifs de distribution et de 2,5 % pour les tarifs de transport.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a augmenté ses tarifs de l'électricité de 2,6 % en octobre 2010 (après une baisse des prix de vente contractuels aux clients industriels et la baisse de 8,8 % en mars 2009 des tarifs pour les clients domestiques). Ses tarifs du gaz naturel pour les clients domestiques ont baissé de 3,6 % le 26 mars 2010 (après une baisse de plus de 6 % en octobre 2009).

9.2.1.5 Conditions climatiques

9.2.1.5.1 Températures

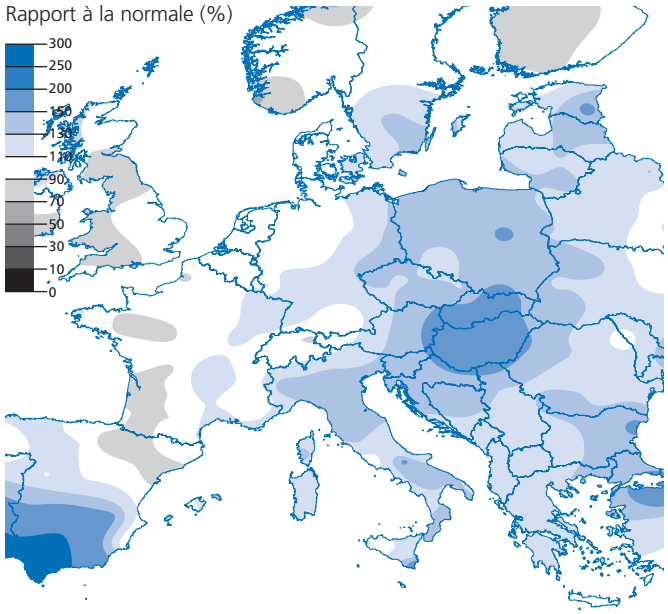
Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier à décembre 2010 [2]



L'année 2010 s'est inscrite en France métropolitaine comme la plus froide de ces deux dernières décennies avec 1996. Ces températures moyennes relativement basses ont d'ailleurs concerné l'ensemble de l'Europe du Nord et les îles Britanniques. Au premier trimestre, la température a été en moyenne inférieure de 2,3° C par rapport aux normales. En effet, les mois de janvier et février se sont singularisés par plusieurs vagues de froid bien marquées. Les températures du printemps et de l'été sont demeurées inférieures aux normales de saison, avec des écarts respectifs de - 0,9° C et - 0,5° C, ainsi qu'aux températures constatées à la même époque en 2009. Malgré quelques périodes douces, notamment au début des mois d'octobre et de novembre, la température moyenne sur l'ensemble de l'automne est restée inférieure à la normale. Une vague de froid généralisée s'est imposée sur la France fin novembre. En décembre, les températures ont été exceptionnellement basses avec une température moyenne inférieure de 3° C à la normale.

9.2.1.5.2 Pluviométrie

Différence à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier à décembre 2010 [3]



Sur l'ensemble de l'Europe, l'année 2010 a connu une pluviométrie voisine de la normale sur les pays de la façade atlantique (de la France à la Scandinavie en passant par l'Allemagne et le Royaume-Uni).

Les nombreuses circulations méditerranéennes pluvieuses du premier semestre ont occasionné une pluviométrie excédentaire sur les pays de l'Europe de Sud, notamment en Espagne et au Portugal. Enfin, l'Europe centrale et de l'Est a connu une pluviométrie excédentaire sur l'ensemble de l'année 2010.

Concernant la France, la situation est voisine de la normale, ce qui se traduit par une production hydraulique également voisine de la normale (94 %).

1. *Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité, dits TURPE 3, entrés en vigueur au 1er août 2009 ; ils se sont substitués aux tarifs TURPE 2 entrés en vigueur au 1er janvier 2006.*
2. *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.*
3. *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. Extraction de la base de données climatologiques de Météo France.*

9.2.2 Événements marquants [1]

9.2.2.1 Développements stratégiques

9.2.2.1.1 Développer le nucléaire dans le monde

9.2.2.1.1.1 Accord entre EDF et Constellation Energy Group (« CEG »)

Le 3 novembre 2010, EDF et CEG ont mis en œuvre un accord global réorganisant leur partenariat. Cet accord, qui a reçu l'approbation du Conseil d'administration d'EDF le 26 octobre 2010, a supprimé l'option de vente d'actifs (« put ») qui permettait à CEG de vendre à EDF certains actifs de production non nucléaire pour un montant maximal de 2 milliards de dollars américains, et a permis à EDF de prendre le contrôle à 100 % d'UniStar Nuclear Energy (UniStar).

Aux termes de cet accord, EDF a acquis la participation de 50 % de CEG dans UniStar, et est devenu l'unique actionnaire d'UniStar, joint venture précédemment détenue à 50/50 par EDF et CEG portant les projets de développement de centrales nucléaires type EPR aux États-Unis (avec un premier projet sur le site de Calvert Cliffs 3 dans le Maryland).

De son côté, CEG s'est engagé à procéder au transfert à UniStar des sites nucléaires potentiels de Nine Mile Point et R.E. Ginna dans l'État de New York.

En contrepartie de ces éléments, EDF a versé 140 millions d'euros à CEG et accepté de transférer à CEG 3,5 millions d'actions CEG qu'il détenait. 2,5 millions d'actions ont été transférées courant novembre 2010 ; le transfert du solde de 1,0 million d'actions est conditionné au transfert par CEG des sites mentionnés ci-dessus.

La structure actionnariale actuelle de CENG (Constellation Energy Nuclear Group) reste inchangée avec CEG, actionnaire à hauteur de 50,01 %, et EDF à hauteur de 49,99 %.

9.2.2.1.1.2 Accords EDF/Enel/Ansaldo

Le 9 avril 2010, EDF, Enel et Ansaldo Energia ont signé un accord de partenariat dont l'objectif est de préciser les champs d'une possible coopération pour le développement et la construction de quatre réacteurs nucléaires de type EPR en Italie.

9.2.2.1.1.3 Accords avec des partenaires chinois

Le 29 avril 2010, EDF a signé des accords avec deux des principaux opérateurs nucléaires du pays, en vue de consolider sa présence en Chine. Le Groupe confirme ainsi sa participation au plus grand programme de construction de l'industrie nucléaire mondiale. L'accord signé avec CNNC (China National Nuclear Corporation) vise à renforcer la coopération initiée avec EDF dans l'ingénierie depuis la construction des centrales nucléaires de Daya Bay et de Ling Ao (Guangdong). Le partenariat signé avec CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Holding Company) complète l'accord de coentreprise de 2008 pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan (province du Guangdong).

9.2.2.1.1.4 Accord entre EDF et Delta

EDF et l'énergéticien néerlandais Delta ont signé le 3 novembre 2010 un accord de collaboration pour l'éventuel futur développement d'une deuxième centrale nucléaire à Borssele, dans la province de Zélande.

Si EDF et Delta décidaient de poursuivre le projet, les deux entreprises s'associeraient probablement à d'autres partenaires investisseurs qui pourraient bénéficier de droits de tirage.

9.2.2.1.1.5 Accord de coopération entre EDF et Rosatom

Le 19 juin 2010, EDF et Rosatom (Fédération de Russie) ont signé un accord de coopération dans les domaines de la recherche et développement, du combustible nucléaire, ainsi que des installations nucléaires existantes ou en cours de construction. Cet accord prévoit également que les deux groupes coopèrent au travers d'échanges d'expérience et de formations, incluant notamment des visites de sites industriels dans les deux pays. Des comités exécutifs seront créés pour chaque domaine de collaboration. Ils seront supervisés par un comité stratégique EDF-Rosatom.

9.2.2.1.1.6 Extension des durées d'exploitation au Royaume-Uni

Suite aux annonces fondatrices faites courant décembre 2010 par le gouvernement britannique sur la réforme du marché de l'électricité en Grande-Bretagne, le Conseil d'administration de British Energy a décidé d'étendre de 5 ans jusqu'en 2019 la durée d'exploitation de ses réacteurs nucléaires de Heysham 1 et Hartlepool. Par ailleurs, le déploiement complet du programme *Plant Lifetime Extension* (PLEX), mis en œuvre par EDF Energy, devrait permettre d'allonger la durée d'exploitation de tous les réacteurs AGR (*Advanced Gas Reactor*) en moyenne de 5 ans, et, pour Sizewell B (REP), de 20 ans.

9.2.2.1.1.7 EDF exploitant de l'EPR de Penly 3

EDF a présenté en tant que maître d'ouvrage le projet Penly 3 dans le cadre de la procédure de débat public, qui s'est déroulée du 24 mars au 24 juillet 2010. La Commission nationale du débat public a transmis son bilan et son compte-rendu le 24 septembre 2010. Ce compte-rendu indique que le débat s'est déroulé de manière satisfaisante.

Le Conseil d'administration d'EDF du 26 octobre 2010 a décidé la poursuite de la préparation du projet Penly 3 jusqu'à la décision finale d'investissement. EDF aura la responsabilité d'exploitant nucléaire et interviendra en tant qu'architecte-ensemblier. Courant septembre 2010, GDF-Suez s'est retiré du projet ; les discussions se poursuivent avec les autres partenaires industriels susceptibles de prendre part au projet.

À la suite de la décision du Conseil d'administration, la demande de décret d'autorisation de création a été déposée le 2 décembre 2010.

1. *Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20 du présent document.*

9.2.2.1.2 Évolution des positions européennes d'EDF

9.2.2.1.2.1 Allemagne

Cession d'EnBW

Les autorités politiques du Land de Bade Wurtemberg ont souhaité doter EnBW d'un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Land.

Dans le même temps, après dix ans de coopération, le groupe EDF devait entrer dans une phase de renégociation du pacte d'actionnaires avec OEW, le partenaire avec qui il co-contrôlait EnBW. Cette renégociation se serait inscrite dans un environnement économique incertain et complexe.

Compte tenu de ces éléments, le Conseil d'administration d'EDF réuni le 6 décembre 2010, a accepté l'offre du Land en vue d'acquérir sa participation de 45,01 % dans le groupe EnBW à un prix de 41,5 euros par action, qui correspond à un montant de transaction de 4,7 milliards d'euros. OEW, co-actionnaire d'EnBW, a choisi de ne pas vendre au Land ses actions subordonnées [1] et de ne pas exercer son droit de préemption sur la participation qu'EDF International détient dans EnBW.

Cette offre ferme comporte un acompte de 1,5 euro par action qui a été payé le 16 décembre 2010, le versement du solde s'effectuant au plus tard en avril 2011. L'offre ne comporte aucune garantie de passifs d'EnBW à la charge du groupe EDF.

Cette offre représente une prime de 18,6 % par rapport au cours de bourse d'EnBW à la clôture du 3 décembre 2010 et environ six fois l'EBITDA 2011 estimé.

9.2.2.1.2.2 Royaume-Uni

9.2.2.1.2.2.1 Cession des réseaux de distribution

Suite à l'approbation de la Commission européenne et du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi sur avis conforme de la Commission des participations et transferts, EDF et EDF Energy ont finalisé le 29 octobre 2010 la cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques au Groupe Cheung Kong (« CKI »), pour une valeur des fonds propres de 3,2 milliards de livres sterling (3,7 milliards d'euros). Cette opération induit un désendettement du groupe EDF d'environ 6,7 milliards d'euros.

9.2.2.1.2.2.2 Transfert de propriété de la centrale à charbon d'Eggborough

Lors de la restructuration financière de British Energy en 2005, les banques créancières d'Eggborough avaient obtenu une option d'achat exerçable avant le 31 août 2009 portant sur la propriété de la centrale. L'entrée de British Energy dans le groupe EDF en janvier 2009 n'a pas modifié les termes de cette option d'achat, qui a été exercée par les banques en août 2009. Le transfert de propriété de la centrale à charbon d'Eggborough est intervenu le 31 mars 2010.

9.2.2.1.2.3 Benelux

9.2.2.1.2.3.1 Rachat de parts à certains actionnaires minoritaires de SPE

EDF, en procédant en juin 2010 au rachat de 12,5 % d'actions de SPE pour un prix de 215 millions d'euros, a porté sa participation dans l'énergéticien belge à 63,5 %. Ce rachat résulte de l'exercice, par trois des actionnaires minoritaires, de tout ou partie de l'option de vente qui leur avait été accordée dans le cadre du pacte d'actionnaires en vigueur à la date de la prise de contrôle de SPE par EDF.

9.2.2.1.2.3.2 Mise en service de SLOE aux Pays-Bas

Le groupe EDF et Delta ont inauguré le 12 février 2010 la centrale de SLOE, centrale à cycle combiné gaz de 870 MW.

EDF, qui détient 50 % de la puissance de la centrale, vend sa quote-part de l'électricité produite sur le marché de gros *via* sa filiale EDF Trading. Cette centrale lui permet également de diversifier son mix énergétique au Benelux en complétant les moyens de production dont le Groupe dispose dans cette zone, en particulier en Belgique, au travers de sa filiale EDF Belgium (qui dispose de 50 % de droits de tirage dans la centrale nucléaire de Tihange 1) et de sa participation majoritaire dans SPE (parc diversifié de 1 969 MW).

9.2.2.1.2.4 Italie – Joint-venture Fenice/Inter Rao

Dans le cadre plus général de l'accord-cadre signé entre EDF et Inter Rao en novembre 2009, Fenice, fournisseur de services énergétiques et environnementaux, détenu à 100 % par le groupe EDF, et Inter Rao ont signé en mars 2010 un accord pour la création d'une société commune : Interenergoeffect, dont l'objet est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie.

9.2.2.1.2.5 Développements dans l'activité gaz naturel

9.2.2.1.2.5.1 Gazoduc South Stream

EDF, ENI et Gazprom ont signé le 19 juin 2010 à Saint-Pétersbourg un accord-cadre sur l'entrée d'EDF dans la société South Stream AG qui porte le projet de gazoduc sous la mer Noire. L'accord prévoit, d'une part, que l'entrée d'EDF s'effectuera par une réduction de la participation d'ENI dans la société, et, d'autre part, que la participation d'EDF ne sera pas inférieure à 10 %. Les négociations se poursuivent entre les parties afin de finaliser les termes des contrats nécessaires à la mise en œuvre de cet accord, en particulier le pacte d'actionnaires tripartite.

9.2.2.1.2.5.2 Découverte de gaz en Norvège par Edison

Le 16 septembre 2010, Edison a annoncé avoir fait une découverte de gaz en mer de Norvège, permettant d'estimer les réserves du champ entre 5 et 18 milliards de m^3. Edison a la qualification pour agir comme opérateur sur le plateau norvégien.

1. *25,001 % du capital soumis à des règles spécifiques.*

9.2.2.1.3 Renforcer les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental

9.2.2.1.3.1 Mise en service de la centrale hydroélectrique de Nam Theun 2 au Laos

Début mai 2010, la centrale hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance totale de 1 070 MW, a été mise en service, marquant ainsi la fin de la construction de ce projet majeur pour le Groupe en Asie du Sud-Est. Elle a été inaugurée le 9 décembre 2010. EDF a participé à ce projet non seulement comme constructeur clés en main mais également comme actionnaire de la société Nam Theun 2 qui exploite la centrale dans le cadre d'un accord de concession conclu avec le gouvernement laotien pour une période de 25 ans au terme de laquelle ce dernier deviendra propriétaire de l'installation.

En septembre, le Groupe a acquis 5 % supplémentaires du capital de Nam Theun 2 Power Company – NTPC –, propriétaire et exploitant de la centrale, portant ainsi sa participation à 40 %.

9.2.2.1.3.2 EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles a pour objectif d'atteindre une capacité nette installée de 4 200 MW fin 2012 dont 500 MWc de solaire photovoltaïque.

Dans l'éolien, EDF Énergies Nouvelles a augmenté de 273 MW ses capacités de production au cours de l'année, pour atteindre une capacité de 2 923 MW bruts d'éolien au 31 décembre 2010. Les mises en service de parcs éoliens ont eu lieu principalement en Italie (+ 74 MW), en Grèce (+ 64 MW), au Royaume-Uni (+ 50 MW), en Turquie (+ 34 MW), en France (+ 21 MW) et au Mexique (+ 30 MW).

EDF EN a également poursuivi son développement dans la filière solaire photovoltaïque en mettant en service au cours de l'année 186 MWc principalement en Italie, en France, au Canada, en Espagne et en Grèce. Fin 2010, la capacité solaire en exploitation d'EDF EN s'élève à 267 MWc bruts auxquels s'ajoutent 163 MWc en construction, y compris les capacités en construction de l'activité DVAS [1].

9.2.2.2 Activités en France

9.2.2.2.1 Accords EDF/AREVA

En application de l'accord du 19 décembre 2008 fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période post-2007, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : l'Accord Traitement-Recyclage EDF-AREVA NC et le Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague et aux opérations sur Saint-Laurent A. L'Accord Traitement-Recyclage précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012 et fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures.

Déjà anticipés sur la base des accords précédents, ces accords n'ont pas d'incidence significative sur les comptes du Groupe.

Par ailleurs, EDF et AREVA sont convenus d'un accord sur la prolongation de l'exploitation de l'usine d'enrichissement d'Eurodif jusque fin 2012 et les conditions de son fonctionnement pour la période 2011-2012.

Cet accord prévoit qu'Eurodif se mette à fonctionner au minimum technique dans les meilleurs délais et qu'EDF lui fournisse l'électricité nécessaire sur la période. Il permet en outre à EDF de disposer d'environ 1 000 MW supplémentaires sur 2011-2012 pour l'alimentation en électricité de ses clients et de 2 000 MW à terme.

9.2.2.2.2 Flamanville 3

Des avancées significatives ont été réalisées sur le chantier de l'EPR de Flamanville, et un certain nombre d'étapes critiques ont été franchies, parmi lesquelles l'achèvement de la galerie de rejets en mer, la résolution des difficultés liées au ferraillage et au liner, le démarrage des montages électro-mécaniques sur l'îlot nucléaire, et le bon avancement de la salle des machines. Le niveau d'avancement du génie civil fin 2010 est supérieur à 70 %. L'objectif de première production commercialisable est désormais fixé à 2014, avec des coûts de construction ré-estimés mi-2010 de l'ordre de 5 milliards d'euros.

9.2.2.2.3 Exeltium

EDF a signé le 25 mars 2010 deux avenants au contrat de 2008 avec Exeltium. Les accords portent sur une fourniture totale de 311 TWh, et les livraisons correspondant à la première tranche du contrat EDF-Exeltium (pour environ 150 TWh) ont commencé le 1er mai 2010. Conformément à l'accord, Exeltium a réglé fin avril la première avance de 1,7 milliard d'euros. Le début des livraisons correspondant à la deuxième tranche du contrat est prévu pour début 2011.

9.2.2.3 Environnement réglementaire

9.2.2.3.1 France

9.2.2.3.1.1 Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses décrets d'application sont attendus pour 2011.

Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh) de la production d'énergie nucléaire en base d'EDF. C'est le principe de « l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique », l'ARENH, dont le prix sera fixé par arrêté ;
- maîtrise de la pointe de consommation, qui imposerait à tous les fournisseurs de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients ;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH ;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises en 2015 ;
- report de 5 ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés [2].

La conséquence de cette loi sur le dispositif TaRTAM est décrite ci-après.

1. *Développement-Vente d'Actifs Structurés.*
2. *Actifs constitués, conformément à la loi du 28 juin 2006, pour couvrir certains engagements nucléaires de long terme.*

9.2.2.3.1.2 Prolongation du dispositif TaRTAM

La loi du 7 juin 2010 et la loi NOME ont prolongé de manière successive le dispositif du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) jusqu'à l'entrée en vigueur de l'ARENH – estimée par le Groupe au 30 juin 2011 –, tout en précisant les modalités selon lesquelles les clients désireux de bénéficier de cette prolongation pourraient le faire. Il est notamment précisé que le consommateur ne peut renoncer à ce bénéfice avant l'échéance du 31 décembre 2010 ni modifier ses paramètres tarifaires au cours de cette même période, sauf en cas d'évolution durable de l'activité d'un site. L'impact de l'application de ces lois sur les comptes 2010 est une dotation nette aux provisions de 380 millions d'euros, dont 115 millions d'euros au titre du premier semestre 2011.

9.2.2.3.1.3 CSPE

La CSPE (Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Elle est collectée directement auprès du consommateur final. Elle était fixée à 4,5 €/MWh depuis 2004 et limitée à 7 % de la part variable du tarif bleu dans la loi du 10 février 2000 (soit 5,58 €/MWh aux conditions tarifaires actuelles).

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse de production de l'énergie éolienne et solaire bénéficiant d'obligations d'achat. Le déficit du mécanisme est porté seulement par EDF et est de 2,8 milliards d'euros fin 2010.

La loi de finances 2011 du 29 décembre 2010 réforme le mécanisme de la CSPE. Cette réforme fait suite notamment au rapport des députés Diefenbacher et Launay (du 28 septembre 2010) qui soulignait la nécessité de respecter le principe de la couverture intégrale des charges supportées par EDF au titre de ses missions de service public.

Cette loi supprime ainsi le plafond légal et dispose que, lorsque le Gouvernement ne donne pas suite à la proposition de la CRE en prenant un arrêté, le montant unitaire proposé par la CRE entre automatiquement en vigueur au 1er janvier dans la limite d'une hausse de 3 €/MWh. Cette disposition conduit à une contribution unitaire de CSPE de 7,5 €/MWh à partir du 1er janvier 2011.

Par ailleurs, un décret du 9 décembre 2010 publié au JO du 10 décembre 2010 a suspendu pour une durée de trois mois l'obligation d'achat d'électricité photovoltaïque, à l'exception des projets inférieurs à 3 kW. Cette période est mise à profit par le Gouvernement pour mener une concertation et définir un nouveau cadre de régulation visant une meilleure maîtrise du développement de cette filière.

9.2.2.3.1.4 Concessions hydrauliques

Le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer a annoncé le 22 avril 2010 le calendrier et le périmètre des concessions hydroélectriques qui seront renouvelées par appel d'offres d'ici 2015. Dix concessions d'une puissance cumulée d'environ 5 300 MW, représentant 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français, sont ainsi concernées.

Pour EDF, ces renouvellements représentent une puissance cumulée d'environ 4 300 MW et une production moyenne de 6,8 TWh par an, soit environ 15 % de la production hydraulique brute d'EDF.

Les concessions dont l'État a décidé d'anticiper le terme en représentent la moitié (2 150 MW sur 4 300 MW). Dans ce cas, il est prévu un dédommagement du concessionnaire sortant. Selon les concessions, les appels à candidatures devraient s'échelonner, pour des attributions entre 2013 et 2015.

9.2.2.3.1.5 Changement de gouvernance de RTE EDF Transport et affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport aux actifs dédiés

Un décret du 31 décembre 2010 a conduit à la nomination par l'État de deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport en remplacement de représentants d'EDF. À compter de cette date, l'État dispose de quatre représentants au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, soit au même niveau que ceux d'EDF et ceux des salariés. Ne bénéficiant plus de la majorité au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, le groupe EDF n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE EDF Transport au sens d'IAS 27. Compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, notamment du fait de sa représentativité au Conseil de Surveillance, la participation du Groupe dans RTE EDF Transport est consolidée selon la méthode de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010. Cela conduit notamment à la déconsolidation de l'endettement de RTE EDF Transport dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2010 à hauteur de 6,3 milliards d'euros.

Par ailleurs, EDF a procédé le 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport à son portefeuille d'actifs dédiés. Cette opération, approuvée par le Conseil d'administration le 14 décembre 2010, a bénéficié des autorisations administratives nécessaires [1]. À l'issue de cette opération, RTE EDF Transport reste détenu à 100 % par EDF.

La valeur des titres RTE EDF Transport affectés aux actifs dédiés représente 2,3 milliards d'euros.

L'affectation de 50 % de ces titres permet à EDF de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité. Les actifs d'infrastructure tels que RTE EDF Transport présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions ou les obligations.

9.2.2.4 Gouvernance

9.2.2.4.1 Comité exécutif

Le groupe EDF s'est doté le 4 février 2010 d'une nouvelle direction autour de Henri Proglio. Le Comité exécutif du groupe EDF est constitué à fin 2010 de Henri Proglio, Président-Directeur Général, Marianne Laigneau, Directeur des Ressources Humaines Groupe, Pierre Lederer, Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading, Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie, Jean-Louis Mathias, Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, activités IT, gaz et énergies renouvelables, Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe

1. *Le décret de février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires qui régit notamment la composition de ces actifs a été modifié par le décret du 29 décembre 2010 entré en vigueur le 31 décembre 2010.*

Finances, Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy, Alain Tchernonog, Secrétaire général. Denis Lépée, Conseiller du Président, est Secrétaire du Comité exécutif.

9.2.2.4.2 Comité de Direction

Autour de Henri Proglio, le Comité de Direction Groupe est constitué de l'ensemble des membres du Comité exécutif du Groupe et de : Michèle Bellon, Président du Directoire d'ERDF, Catherine Gros, Directrice de la Communication, Bruno Lescoeur, Directeur Délégué Gaz, Anne Le Lorier, Directeur Délégué Risques et Audit, Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles, Umberto Quadrino, Administrateur délégué d'Edison, Gérard Wolf, Directeur Délégué Développement International. Denis Lépée est Secrétaire du Comité de Direction et Alain Tchernonog préside ce comité en l'absence du Président-Directeur Général.

9.2.2.4.3 Conseil d'administration

Jean-Dominique Comolli a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité de représentant de l'État par décret du 29 septembre 2010, en remplacement de Bruno Bézard.

9.2.2.5 Ressources humaines

9.2.2.5.1 La protection sociale

À la suite de la loi du 9 novembre 2010 portant réforme des retraites, le Gouvernement a communiqué au Conseil d'administration de la CNIEG un projet de décret afin d'inscrire dans le statut national du personnel des IEG les principales mesures applicables à la fonction publique. Toutefois, dans les IEG, ces mesures ne s'appliqueront qu'à partir de 2017. Il s'agit, notamment :

- du relèvement progressif de deux ans de l'âge d'ouverture des droits, de l'âge d'annulation de la décote et de la limite d'âge ;
- de la suppression des anticipations de départ au titre des enfants, pour tous les salariés dont les droits ne seront pas ouverts au 1er janvier 2017.

Par ailleurs, l'augmentation du nombre de trimestres pour bénéficier d'une pension complète s'applique directement et de plein droit au régime des IEG (165 trimestres au 1er juillet 2017).

Dans le cadre de la précédente réforme menée en 2008, l'accord de Branche du 16 avril 2010 relatif à la prise en compte de la spécificité des métiers a défini de nouveaux critères de classement des emplois en services actifs de manière à mieux tenir compte des conditions de travail actuelles et créé le compte épargne jours retraite pour les salariés embauchés à compter du 1er janvier 2009 ne pouvant plus bénéficier des bonifications de services au titre des services actifs. L'entrée en vigueur des nouveaux critères de classement des emplois en services actifs est subordonnée à une modification du statut national du personnel.

En 2010, conformément aux conventions conclues avec l'AGIRC et l'ARRCO en février 2005 pour la mise en place de l'adossement du régime de retraite, les taux de validation des droits par les régimes de retraite complémentaire ont été définitivement fixés. Ils ont été portés à leurs valeurs maximales, qui sont plafonnées en vertu de ces conventions.

Enfin, les négociations concernant la mise en place d'une couverture supplémentaire maladie obligatoire se sont conclues par l'accord de Branche du 4 juin 2010 ; elle est applicable depuis le 1er janvier 2011.

9.2.2.5.2 L'aménagement du temps de travail

Les négociations engagées en 2009 à EDF SA sur le temps de travail des cadres ont été suspendues pour le moment.

9.2.2.5.3 La rémunération globale

Un accord « Mesures salariales individuelles 2011 à EDF SA » a été signé le 23 décembre 2010. Il complète les mesures générales de Branche ayant fait l'objet d'une recommandation patronale le 30 novembre 2010. Au total, l'ensemble représente 3,95 % d'augmentation en moyenne, en incluant la totalité des mesures salariales générales et individuelles.

Le 10 novembre 2010, deux nouveaux accords relatifs à la contribution d'EDF SA au PEG et au PERCO [1] pour 2011 ont été signés. Les conditions d'abondement des versements effectués sur le PEG et sur le PERCO ont été reconduites.

9.2.2.5.4 Le renouvellement des compétences

L'accord « Défi formation » signé le 10 septembre 2010 par l'ensemble des organisations syndicales représentatives d'EDF constitue un programme phare de l'ambition sociale du Groupe en France (EDF SA, ERDF, RTE EDF Transport).

Il vise à dynamiser l'ascenseur social au sein d'EDF (formations promotionnelles et alternance) et à mettre en place, dans une logique d'efficacité et d'innovation de la formation, des Académies de métiers ainsi qu'un Campus EDF. Cette démarche du Groupe en France sera élargie progressivement à d'autres pays.

9.2.2.6 Financement du Groupe

Les opérations de financement réalisées par le Groupe sont présentées en note 38 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

9.2.2.7 Périmètre de consolidation

Les principales évolutions du périmètre de consolidation sont présentées en note 5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

1. *PEG : Plan d'Épargne Groupe ; PERCO : Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif.*

9.3 ●● Introduction à l'analyse des résultats 2010

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2010. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives présentées dans l'annexe aux comptes consolidés au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients » et IFRIC 12 « Accords de concession de services », de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et du changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2009 est présenté en note 2 de l'annexe aux comptes consolidés. Il concerne, pour sa quasi-totalité, la cession d'EnBW.

9.4 ●● Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements

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 l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 de manière significative des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

9.5 ●● Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation et ajustements 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 de Direction du Groupe. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris British Energy et EDF Development UK Ltd ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- « **Autre International** » qui regroupe 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 regroupe l'ensemble des autres filiales et participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Suite à la cession en cours d'EnBW, le secteur « Allemagne » constitue une activité en cours de cession et n'est plus présenté en tant que secteur opérationnel.

9.6 ●● Analyse du compte de résultat consolidé pour 2010 et 2009

(en millions d'euros)	2010	2009
Chiffre d'affaires	**65 165**	**59 140**
Achats de combustible et d'énergie	(26 021)	(22 590)
Autres consommations externes	(10 582)	(10 213)
Charges de personnel	(11 422)	(10 708)
Impôts et taxes	(3 227)	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	3 090	3 202
Prolongation du TaRTAM – Lois du 7 juin et du 7 décembre 2010	(380)	-
Excédent brut d'exploitation	**16 623**	**15 929**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	15	539
Dotations aux amortissements	(7 426)	(6 796)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(428)	(490)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 743)	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	(801)	173
Résultat d'exploitation	**6 240**	**9 306**
Résultat financier	**(4 426)**	**(4 204)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 814**	**5 102**
Impôts sur les résultats	(1 079)	(1 432)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	134	104
Résultat net des activités en cours de cession	380	311
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 249**	**4 085**
dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	229	183
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**1 020**	**3 902**
Résultat par action *(en euro)*	**0,55**	**2,14**
Résultat dilué par action *(en euro)*	**0,55**	**2,14**

Le résultat net courant 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 : il s'élève à 3 961 millions d'euros en 2010 contre 3 558 millions d'euros en 2009 (voir § 9.6.10).

9.6.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 10,2 % et en croissance organique de 4,6 %

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
France	**36 167**	**34 075**	**2 092**	**+ 6,1**	**+ 6,1**
Royaume-Uni	10 683	11 236	(553)	- 4,9	- 4,4
Italie	5 647	4 870	777	+ 16,0	+ 15,8
Autre International	6 878	3 442	3 436	+ 99,8	+ 1,4
Autres activités	5 790	5 517	273	+ 4,9	+ 5,0
Total hors France	**28 998**	**25 065**	**3 933**	**+ 15,7**	**+ 2,4**
CHIFFRE D'AFFAIRES GROUPE	**65 165**	**59 140**	**6 025**	**+ 10,2**	**+ 4,6**

Le **chiffre d'affaires du Groupe** s'élève à 65 165 millions d'euros en 2010, en augmentation de 10,2 % par rapport à celui de 2009. Cette croissance inclut des effets de change favorables pour + 748 millions d'euros soit + 1,3 %, qui résultent principalement de l'appréciation de la livre sterling et des devises polonaise et brésilienne par rapport à l'euro. Les effets de périmètre [1] représentent 2 586 millions d'euros, soit + 4,4 %, liés essentiellement aux acquisitions de SPE en Belgique et de CENG aux États-Unis fin 2009, dont les effets sont partiellement compensés par la cession des réseaux au Royaume-Uni en octobre 2010. Retraitée de ces effets, la variation organique [2] est de + 4,6 %.

En **France**, le chiffre d'affaires 2010 est en croissance organique de + 6,1 %, principalement sur les ventes d'électricité. La progression des ventes d'électricité bénéficie d'effets volumes favorables (+ 4,1 points) notamment liés à une production nucléaire plus élevée et au climat, ainsi que d'effets prix favorables (+ 2 points) résultant principalement des hausses tarifaires d'août 2009 et 2010.

Hors de France (segments Royaume-Uni, Italie, Autre International et Autres activités), la croissance du chiffre d'affaires de 15,7 % prend en compte l'intégration de SPE et CENG fin 2009 et, en sens inverse, la cession des réseaux britanniques en octobre 2010.

Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires hors de France est en hausse organique de 2,4 %.

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires est en retrait organique de 4,4 % du fait d'effets prix défavorables et d'une production nucléaire en recul.

En Italie (croissance organique de + 15,8 %), la hausse des volumes sur les segments électricité et hydrocarbures a plus que compensé la réduction des prix moyens de vente unitaires.

Le chiffre d'affaires du segment Autre International est en croissance organique de 1,4 % notamment grâce à l'Europe centrale.

L'augmentation du chiffre d'affaires du segment Autres activités (croissance organique de + 5,0 %) résulte notamment de la progression des activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia. Elle est néanmoins partiellement compensée par la baisse enregistrée sur EDF Trading [3].

En 2010, le chiffre d'affaires réalisé hors France représente 44,5 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 42,4 % en 2009, prenant notamment en compte les variations de périmètre entre 2009 et 2010.

1. *En application de l'IFRS 5, EnBW est reclassée en « Activités en cours de cession » tant pour 2009 que 2010, donc sans impact sur l'effet périmètre.*
2. *Évolution de l'activité du Groupe sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre (acquisitions ou cessions de filiales), les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.*
3. *Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué par sa marge de trading.*

9.6.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en progression de 4,4 %, en croissance organique de 2,8 % (et 5,2 % hors prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin et du 7 décembre 2010)

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	65 165	59 140	6 025	+ 10,2	+ 4,6
EBE	16 623	15 929	694	+ 4,4	+ 2,8

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 623 millions d'euros en 2010, en augmentation de 4,4 % par rapport à 2009 et en croissance organique de 2,8 %.

Il inclut une provision de 380 millions d'euros liée aux prolongations successives sur le deuxième semestre 2010 puis sur le premier semestre 2011 du dispositif TaRTAM (lois du 7 juin et du 7 décembre 2010) ; retraitée de cet élément, la croissance organique ressort à 5,2 %. Les variations de périmètre représentent 42 millions d'euros (+ 0,3 %) et résultent principalement des acquisitions fin 2009 de SPE et de CENG, dont les effets sont partiellement compensés par la cession des réseaux au Royaume-Uni en 2010. Les effets change s'élèvent à + 199 millions d'euros (+ 1,2 %) et résultent essentiellement de l'appréciation de la livre sterling et des devises polonaise et brésilienne par rapport à l'euro.

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
France	**10 124**	**9 403**	**721**	**+ 7,7**	**+ 7,7**
Royaume-Uni	2 732	3 063	(331)	- 10,8	- 5,9
Italie	801	795	6	+ 0,8	+ 0,6
Autre International	1 084	654	430	+ 65,7	+ 8,0
Autres activités	1 882	2 014	(132)	- 6,6	- 7,1
Total hors France	**6 499**	**6 526**	**(27)**	**- 0,4**	**- 4,1**
EBE GROUPE	**16 623**	**15 929**	**694**	**+ 4,4**	**+ 2,8**

L'EBE de la **France** est en augmentation de 7,7 % par rapport à 2009. Hors impact des prolongations successives du dispositif TaRTAM sur le deuxième semestre 2010 et le premier semestre 2011, l'EBE est en croissance organique de 11,7 % essentiellement grâce à la hausse de la production nucléaire et à l'impact climatique favorable sur les activités réseaux.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 60,9 % en 2010 (59 % en 2009).

Hors de France, l'EBE diminue de 0,4 % et tient compte de la consolidation à fin 2009 de SPE et CENG et de la cession des réseaux au Royaume-Uni en 2010. Hors effets périmètre et change, l'évolution organique est de - 4,1 %.

Le Royaume-Uni et les Autres activités (avec un impact défavorable d'EDF Trading mais favorable d'EDF Énergies Nouvelles) sont en décroissance organique. En revanche, l'EBE est en progression organique dans la zone Autre International, notamment en Europe centrale et dans les autres pays d'Europe (Belgique, Autriche, Pays-Bas).

Le **ratio EBE/chiffre d'affaires** du Groupe s'établit à 25,5 % en 2010 contre 26,9 % en 2009. La baisse est particulièrement marquée dans les Autres activités (32,5 % en 2010 contre 36,5 % en 2009), principalement du fait d'EDF Trading, et, dans une moindre mesure, sur l'Italie (14,2 % en 2010 contre 16,3 % en 2009) et le segment Autre International (15,8 % en 2010 contre 19,0 % en 2009). Le ratio est en recul également sur le Royaume-Uni (25,6 % en 2010 contre 27,3 % en 2009), mais il progresse en France (28,0 % en 2010 contre 27,6 % en 2009).

9.6.2.1 Achats de combustible et d'énergie

Les **achats de combustible et d'énergie** s'établissent à 26 021 millions d'euros. Ils sont en hausse de 15,2 % par rapport à 2009 et en croissance organique de 4,0 %.

En **France**, les achats de combustible et d'énergie sont en croissance de + 3,7 % essentiellement en raison de l'augmentation des achats d'énergie liés aux obligations d'achat.

Hors de France, ils augmentent de 24,5 %, et de 4,3 % en organique.

Cette hausse organique se concentre principalement en Italie, où elle reflète la croissance des volumes en gaz liée à l'extension des besoins thermoélectriques et industriels ainsi que le développement des achats d'électricité pour tirer parti d'un bas niveau de prix et optimiser ainsi les marges industrielles.

Inversement, les achats de combustible et d'énergie sont en diminution au Royaume-Uni, favorisés par la diminution des coûts d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz.

9.6.2.2 Autres consommations externes

Les autres consommations externes s'établissent à 10 582 millions d'euros, en augmentation de 369 millions d'euros (soit + 3,6 %) par rapport à 2009 et en hausse organique de 1,3 %.

En **France**, les autres consommations externes diminuent de 2,2 %. Cette évolution résulte essentiellement d'un moindre coût des tempêtes en 2010 notamment chez ERDF, partiellement compensée par l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production.

Hors de France, les autres consommations externes augmentent de 13,8 %, et de 7,4 % en organique. Le segment Autres activités est en hausse organique, en raison notamment de la croissance des activités d'EDF Énergies Nouvelles.

9.6.2.3 Charges de personnel

Les **charges de personnel** s'établissent à 11 422 millions d'euros, en augmentation de 714 millions d'euros (soit + 6,7 %) par rapport à 2009 et en hausse organique de 4,6 %.

En France, l'augmentation de 2,8 % traduit essentiellement l'accroissement des effectifs lié au renouvellement des compétences et les évolutions salariales.

Hors de France, les charges de personnel sont en hausse de 19,2 %, ce qui comprend l'effet de l'intégration de SPE et de CENG, et en croissance organique de 10,5 %.

La hausse organique est de 18,2 % au Royaume-Uni, reflétant principalement l'augmentation des charges liées aux engagements de retraite, du fait de l'amortissement en résultat des pertes actuarielles.

9.6.2.4 Impôts et taxes

Les **impôts et taxes** augmentent de 325 millions d'euros, principalement sur la France. Cette hausse est liée à la reprise en 2009 de la provision FACE pour 324 millions d'euros (correspondant à un an de contribution due au titre de l'électrification des zones rurales), du fait de la mise en place du tarif TURPE 3.

9.6.2.5 Autres produits et charges opérationnels

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 090 millions d'euros en 2010, soit une diminution de 112 millions (- 3,5 %) et de 0,4 % en organique.

En **France**, il s'agit d'un produit net de 2 466 millions d'euros, qui diminue de 241 millions d'euros, soit 8,9 %, s'expliquant notamment par diverses indemnités reçues en 2009 plus élevées qu'en 2010.

Hors de France, les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net qui augmente, avec un impact favorable de 228 millions d'euros en organique. La hausse se concentre principalement au Royaume-Uni, qui bénéficie de l'impact de la cession de la centrale d'Eggborough ainsi que de l'évolution favorable des provisions sur créances douteuses. La hausse sur l'Italie s'explique par l'indemnité pour résiliation anticipée du régime de certaines centrales CIP6 comptabilisée par Edison, et, sur le segment Autres activités, notamment par la plus-value de cession Usti réalisée par Dalkia en République tchèque.

9.6.2.6 Prolongation du TaRTAM (lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010)

En France, une charge de 380 millions d'euros a été comptabilisée en 2010 au titre des prolongations du dispositif TaRTAM sur le deuxième semestre 2010 et sur le premier semestre 2011 (lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010).

9.6.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en baisse de 32,9 %

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
EBE	**16 623**	**15 929**	**694**	**+ 4,4**	**+ 2,8**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	15	539	(524)		
Dotations aux amortissements	(7 426)	(6 796)	(630)	+ 9,3	+ 5,5
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(428)	(490)	62	- 12,7	- 12,7
(Pertes de valeur)/Reprises	(1 743)	(49)	(1 694)		
Autres produits et charges d'exploitation	(801)	173	(974)		
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**6 240**	**9 306**	**(3 066)**	**- 32,9**	**- 33,9**

Le résultat d'exploitation s'élève à 6 240 millions d'euros en 2010, en baisse de 32,9 % par rapport à 2009 et en évolution organique de - 33,9 %.

9.6.3.1 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**, qui intègrent une volatilité intrinsèque, passent de 539 millions d'euros en 2009 à 15 millions d'euros en 2010. Ces variations de juste valeur sont principalement relatives à des opérations effectuées à des fins de couverture, dont la comptabilisation est distincte des éléments couverts.

9.6.3.2 Dotations aux amortissements

La hausse des **dotations aux amortissements** de 630 millions d'euros s'explique essentiellement par l'effet lié à l'intégration de SPE et CENG fin 2009 ainsi que par leur hausse organique particulièrement marquée en France et chez EDF Énergies Nouvelles.

9.6.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 62 millions d'euros des **dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession** en 2010 par rapport à 2009 est attribuable à ERDF et liée à la réduction de l'assiette des biens renouvelables pendant la durée de la concession.

9.6.3.4 Pertes de valeur

Le montant des pertes de valeurs comptabilisées en 2010, de 1 743 millions d'euros, concerne principalement les États-Unis pour 929 millions d'euros, le segment Royaume-Uni pour 397 millions d'euros, et dans une moindre mesure les segments Autres activités et Italie.

9.6.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les **autres produits et charges d'exploitation** présentent une charge nette de 801 millions d'euros en 2010 contre un produit net de 173 millions d'euros en 2009.

En 2009, ils incluaient principalement la plus-value liée à l'apport à Alpiq des droits de tirage sur le barrage d'Emosson.

En 2010, ils incluent l'effet défavorable d'une provision pour risques liés à l'ensemble des activités italiennes du Groupe pour 750 millions d'euros détaillée au paragraphe 9.7.3.3.

9.6.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Coût de l'endettement financier brut	(2 754)	(2 529)	(225)	+ 8,9
Charges d'actualisation	(3 134)	(2 997)	(137)	+ 4,6
Autres produits et charges financiers	1 462	1 322	140	+ 10,6
TOTAL GROUPE	**(4 426)**	**(4 204)**	**(222)**	**+ 5,3**

Le **résultat financier** s'établit à - 4 426 millions d'euros en 2010 et se dégrade de 222 millions (+ 5,3 %) par rapport à 2009. Cette évolution résulte principalement des éléments suivants :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier brut de 225 millions d'euros, induite par la hausse de l'endettement brut moyen, qui ne bénéficie que partiellement des effets favorables de la cession de la branche Réseaux au Royaume-Uni intervenue fin 2010 ; en revanche, la mise en équivalence de RTE EDF Transport au 31 décembre 2010 n'aura d'incidence sur le coût de l'endettement qu'en 2011 ;
- l'accroissement de 137 millions d'euros des charges d'actualisation, provenant du Royaume-Uni, de la France, et de l'impact lié à l'intégration de CENG fin 2009 ;
- une variation favorable de 140 millions d'euros des autres produits et charges financiers, grâce notamment à l'augmentation des rendements des actifs de couverture des engagements long terme du personnel et des coûts d'emprunts incorporés (intérêts capitalisés).

9.6.5 Impôts sur les résultats

L'**impôt sur les résultats** s'élève à 1 079 millions d'euros en 2010, correspondant à un taux effectif d'impôt de 59,5 %. La charge d'impôt de 2009 est de 1 432 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,1 %.

L'augmentation du taux effectif d'impôt entre 2009 et 2010 est principalement liée à la provision pour risques sur le secteur Italie et aux pertes de valeur enregistrées sur l'exercice.

Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit à 29,6 %, pénalisé par la fiscalisation de certains éléments constitutifs du résultat de cession des activités Réseaux au Royaume-Uni.

9.6.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées

La **quote-part de résultat net des entreprises associées** s'établit à 134 millions d'euros en 2010, en augmentation de 30 millions d'euros par rapport à 2009. Cette évolution est due notamment à des éléments non récurrents défavorables en 2009, principalement au Royaume-Uni.

9.6.7 Résultat net des activités en cours de cession

Sur 2009 et 2010, cette ligne correspond au résultat des activités d'EnBW, en cours de cession à fin 2010. Le montant s'élève à 380 millions d'euros en 2010, soit une hausse de 69 millions d'euros (+ 22,2 %). EnBW bénéficie de la croissance de ses activités Électricité, ainsi que d'éléments spécifiques favorables, tels que les produits de cession correspondant à l'opération PRE/PT [1] et à la vente de Geso.

9.6.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'élève en 2010 à 229 millions d'euros, en augmentation de 46 millions d'euros par rapport à 2009. Son augmentation résulte principalement de la prise de participation à hauteur de 20 % dans Lake Acquisitions (qui détient British Energy) par Centrica ainsi que de l'intégration de SPE fin 2009.

9.6.9 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève en 2010 à 1 020 millions d'euros, en baisse de 73,9 % par rapport à 2009 où il était de 3 902 millions d'euros.

9.6.10 Résultat net courant [2]

Le **résultat net courant** est de 3 961 millions d'euros en 2010, en augmentation de 403 millions d'euros, soit + 11,3 % par rapport à 2009.

À périmètre et change constants, il augmente de 17,2 %.

Les éléments non récurrents et la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts en 2010 s'élèvent à - 2 941 millions d'euros ; ils se composent principalement des pertes de valeur et des autres produits et charges d'exploitation, notamment sur les États-Unis et l'Italie, ainsi que de la provision TaRTAM sur la France.

Les éléments non récurrents et la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts étaient de + 344 millions d'euros [3] en 2009.

9.6.11 Endettement financier net [4]

L'**endettement financier net** du Groupe diminue de 8 107 millions d'euros en 2010. Il s'établit à 34 389 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 42 496 au 31 décembre 2009. Son évolution est explicitée au § 9.8.

1. *Plus-value de cession de la société de chaleur PT et revalorisation de la participation déjà détenue dans la société de distribution d'électricité de Prague PRE.*
2. *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. Sa définition a été revue en 2010 : 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.*
3. *+ 344 millions d'euros dont + 362 millions d'euros de variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading, + 220 millions d'euros pour remboursement par l'État suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003, et - 238 millions d'euros correspondant à des plus- ou moins-values de cessions, des dépréciations sur titres et actifs d'exploitation et des provisions diverses.*
4. *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 taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE EDF Transport, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.*

9.7 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation

Les principes relatifs aux informations sectorielles du groupe EDF sont décrits en note 8 des comptes consolidés clos le 31 décembre 2010. Le résultat d'exploitation se répartit par secteur opérationnel comme suit :

2010 *(en millions d'euros)*	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
CHIFFRE D'AFFAIRES	**36 167**	**10 683**	**5 647**	**6 878**	**5 790**	**65 165**
Achats de combustible et d'énergie	(10 441)	(5 827)	(4 340)	(4 405)	(1 008)	(26 021)
Autres consommations externes	(6 339)	(1 276)	(428)	(660)	(1 879)	(10 582)
Charges de personnel	(8 401)	(1 305)	(212)	(511)	(993)	(11 422)
Impôts et taxes	(2 948)	(75)	(9)	(99)	(96)	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	2 466	532	143	(119)	68	3 090
Prolongation du TaRTAM	(380)	-	-	-	-	(380)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**10 124**	**2 732**	**801**	**1 084**	**1 882**	**16 623**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	37	(68)	-	157	(111)	15
Dotations aux amortissements	(4 361)	(1 513)	(471)	(578)	(503)	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(426)	-	-	-	(2)	(428)
(Pertes de valeur)/reprises	-	(397)	(192)	(960)	(194)	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	-	45	(750)	(96)	-	(801)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 374**	**799**	**(612)**	**(393)**	**1 072**	**6 240**

2009 *(en millions d'euros)*	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
CHIFFRE D'AFFAIRES	**34 075**	**11 236**	**4 870**	**3 442**	**5 517**	**59 140**
Achats de combustible et d'énergie	(10 073)	(5 985)	(3 536)	(2 008)	(988)	(22 590)
Autres consommations externes	(6 483)	(1 379)	(401)	(420)	(1 530)	(10 213)
Charges de personnel	(8 174)	(1 121)	(203)	(273)	(937)	(10 708)
Impôts et taxes	(2 649)	(81)	(8)	(73)	(91)	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	2 707	393	73	(14)	43	3 202
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**9 403**	**3 063**	**795**	**654**	**2 014**	**15 929**
Variations nettes de juste valeur sur ` instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	23	199	7	34	276	539
Dotations aux amortissements	(4 122)	(1 531)	(458)	(277)	(408)	(6 796)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(488)	-	-	-	(2)	(490)
(Pertes de valeur)/reprises	-	-	(43)	(6)	-	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	320	(27)	-	(119)	(1)	173
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 136**	**1 704**	**301**	**286**	**1 879**	**9 306**

9.7.1 France

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Chiffre d'affaires	36 167	34 075	2 092	+ 6,1
EBE	10 124	9 403	721	+ 7,7
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 374**	**5 136**	**238**	**+ 4,6**

9.7.1.1 Ventilation de l'information financière du segment « France »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est présentée selon la ventilation suivante :

- « **Les activités non régulées** », qui regroupent les activités de Production, de Commercialisation et d'Optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.
- « **Les activités de réseaux en métropole** » (Transport et Distribution). Les activités de Transport et de Distribution sont régulées *via* les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés (ou facturés directement aux clients bénéficiant des contrats CART/CARD).
- « **Les activités insulaires** », qui regroupent les activités de Production et de Distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

9.7.1.2 Ouverture du marché

Au 31 décembre 2010, la part de marché électricité détenue par EDF sur l'ensemble des clients finals est de 83,4 % (85,2 % en 2009). La part de marché en gaz naturel s'élève à 4 % en 2010 (3,8 % en 2009).

9.7.1.3 Équilibre offre-demande

La production nucléaire en 2010 est de 408 TWh, en hausse par rapport aux 390 TWh réalisés en 2009. Pour l'essentiel, la hausse s'explique par un gain d'environ 2,7 TWh de disponibilité liée à une réduction des prolongations d'arrêt, par un recul significatif des mouvements sociaux (13,5 TWh), par des conditions environnementales plus favorables à la production (1,1 TWh) et par une modulation nucléaire plus faible (0,8 TWh) compte tenu de la légère reprise de l'économie après la crise de 2009. Le coefficient de disponibilité du parc nucléaire (Kd) a progressé de 78 % en 2009 à 78,5 % en 2010. Cette évolution positive intervient après trois années de baisse consécutives.

La production hydraulique s'élève à 39 TWh, en hausse de 10,5 % par rapport à 2009 du fait notamment d'une meilleure hydraulicité.

La production thermique à flamme s'élève à 17 TWh, soit + 0,9 TWh par rapport à 2009.

Les volumes vendus aux clients finals sont en hausse de 2,3 TWh. L'augmentation de la demande (+ 8,6 TWh) et des ventes liées au climat plus froid de l'année 2010 (+ 13,7 TWh) est compensée en partie par les pertes de clients et l'arrêt en 2010 (versus 2009) des prestations Eurodif réalisées pour le compte de tiers.

En raison de l'augmentation de la production, le Groupe a été moins acheteur net d'électricité sur les marchés de gros qu'en 2009. Ainsi, le solde des ventes nettes sur les marchés (y compris VPP [1]) est en amélioration de 6,8 TWh par rapport à 2009.

9.7.1.4 Chiffre d'affaires

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 36 167 millions d'euros en croissance de 6,1 % par rapport à 2009. Cette évolution provient presque exclusivement des ventes d'électricité.

L'évolution du chiffre d'affaires électricité est liée à la fois à des effets de prix (+ 2 points) et de volume (+ 4,1 points), notamment en conséquence des ventes nettes plus élevées sur les marchés liées à la plus grande production nucléaire, comme indiqué ci-dessus, mais également du climat. L'effet prix positif résulte principalement des hausses tarifaires des 15 août 2009 et 15 août 2010 compensées par un effet prix négatif sur les enchères de capacité.

9.7.1.5 EBE

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 10 124 millions d'euros, en augmentation de 7,7 % par rapport à 2009 (9 403 millions d'euros). Hors effet des prolongations successives du dispositif TaRTAM sur le second semestre 2010 et le premier semestre 2011, l'EBE est en hausse organique de 11,7 % en raison principalement de la hausse de la production nucléaire et hydraulique (+ 21,7 TWh, soit + 984 millions d'euros), des hausses tarifaires (+ 470 millions d'euros) et de l'impact climatique favorable sur les activités réseaux. Ces effets sont partiellement compensés par la non-reconduction d'éléments favorables 2009 non récurrents, tels que la reprise de la provision FACE, pour 324 millions d'euros.

Achats de combustible et d'énergie

Les achats de combustible et d'énergie s'établissent à 10 441 millions d'euros en 2010, en hausse de 368 millions d'euros (+ 3,7 %) par rapport à 2009.

Cette hausse résulte pour l'essentiel de l'augmentation des achats d'énergie liés aux obligations d'achat éolien et solaire en particulier.

Autres consommations externes et charges de personnel

Les **autres consommations externes** qui s'élèvent à 6 339 millions d'euros, diminuent de 2,2 % par rapport à 2009. Cette évolution résulte notamment du coût des tempêtes plus faible en 2010 qu'en 2009,

1. *Virtual Power Plant.*

particulièrement chez ERDF, partiellement compensé par la poursuite de l'effort de maintenance du parc de production.

Les **charges de personnel** s'élèvent à 8 401 millions d'euros, en hausse de 2,8 % par rapport à 2009. Cette augmentation traduit les augmentations d'effectifs liées au renouvellement des compétences et les évolutions salariales.

Au total, l'ensemble de ces charges a peu évolué au cours de l'année 2010 (+ 0,6 %) par rapport à 2009.

Impôts et taxes

Les impôts et taxes augmentent de 11,3 % (299 millions d'euros). Cette hausse est liée notamment à l'effet de la reprise en 2009 de la provision FACE (+ 324 millions d'euros) correspondant à un an de contribution due au titre de l'électrification des zones rurales du fait de la mise en place du tarif TURPE 3, sans équivalent en 2010.

Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels se traduisent par un produit net de 2 466 millions d'euros, inférieur de 241 millions d'euros à 2009. Cette baisse résulte principalement de l'enregistrement de gains en 2009 correspondant à l'obtention d'indemnités libératoires plus élevées qu'en 2010.

Prolongation du dispositif TaRTAM – loi du 7 juin 2010 et loi NOME du 7 décembre 2010

Une charge de 380 millions d'euros a été comptabilisée pour couvrir les coûts liés aux prolongations successives du dispositif TaRTAM sur le second semestre 2010 (loi du 7 juin 2010) et sur le premier semestre 2011 (loi NOME du 7 décembre 2010).

9.7.1.6 Résultat d'exploitation

La contribution de la **France** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 5 374 millions d'euros, en hausse de 238 millions d'euros par rapport à 2009.

Cette évolution reflète à la fois l'amélioration de l'EBE, l'augmentation des dotations aux amortissements et la plus-value constatée en 2009 sur l'apport des droits de tirage sur le barrage d'Emosson.

9.7.1.7 Ventilation de l'information financière du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**36 167**	**34 075**	**2 092**	**+ 6,1**
Activités non régulées	34 197	32 196	2 001	+ 6,2
Activités réseaux	13 311	12 533	778	+ 6,2
Activités insulaires	833	758	75	+ 9,9
Éliminations	(12 174)	(11 412)	(762)	- 6,7
EBE	**10 124**	**9 403**	**721**	**+ 7,7**
Activités non régulées	5 905	5 802	103	+ 1,8
Activités réseaux	4 000	3 370	630	+ 18,7
Activités insulaires	219	231	(12)	- 5,2

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** a progressé de 778 millions d'euros. Ceci reflète les augmentations des tarifs réseaux d'août 2009 et 2010 et les recettes supplémentaires au titre des volumes acheminés (climat et hors climat).

La hausse de 6,2 % du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable des hausses tarifaires 2009 et 2010, du climat plus froid en 2010 qu'en 2009, ainsi que par la hausse des ventes nettes sur les marchés de gros (y compris VPP).

L'**EBE des activités réseaux**, en hausse de 18,7 %, traduit d'une part la progression du chiffre d'affaires liée au climat et aux tarifs, et d'autre part l'impact du coût des tempêtes 2009, supérieur de 130 millions d'euros à 2010.

L'**EBE des activités non régulées** est en légère augmentation. Cette évolution intègre l'effet de hausse de la production nucléaire et des augmentations tarifaires, compensée par la non-reconduction des gains enregistrés en 2009 sur certains contrats long terme, ainsi que la dotation aux provisions liées aux prolongations successives du dispositif TaRTAM sur le second semestre 2010 et le premier semestre 2011.

La variation de l'EBE des activités insulaires n'est pas significative.

9.7.2 Royaume-Uni

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	10 683	11 236	(553)	- 4,9	- 4,4
EBE	2 732	3 063	(331)	- 10,8	- 5,9
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**799**	**1 704**	**(905)**	**- 53,1**	

Le segment **Royaume-Uni** intègre depuis le 5 janvier 2009 la contribution de British Energy aux comptes du Groupe. **EDF Energy** se composait jusqu'au 29 octobre 2010 de quatre branches opérationnelles, qui regroupaient respectivement les activités Réseaux, les activités Approvisionnements en énergies et Ventes clients, la branche Nucléaire Existant issue de British Energy et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni.

La branche Réseaux est sortie du périmètre le 29 octobre 2010, suite à sa cession au groupe CKI.

Par ailleurs, la centrale thermique au charbon d'Eggborough a été cédée le 31 mars 2010 conformément aux engagements pris vis-à-vis de la Commission européenne lors de l'acquisition de British Energy.

9.7.2.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires [1] du segment **Royaume-Uni** s'élève à 10 683 millions d'euros en 2010, en baisse de 4,9 % et en diminution organique de 4,4 %. L'effet change favorable lié à l'appréciation de la livre sterling entre 2009 et 2010 (+ 446 millions d'euros) est plus que compensé par l'effet périmètre défavorable lié à la cession de la branche Réseaux et de la centrale d'Eggborough (- 504 millions d'euros).

La baisse organique du chiffre d'affaires provient de :

- l'activité commerciale, marquée pour l'électricité par une baisse des prix de vente contractuels aux clients entreprises et par une diminution de 8,8 % en mars 2009 des tarifs pour les clients résidentiels, malgré la hausse de 2,6 % au 1er octobre 2010. L'activité gaz en revanche est en croissance, l'effet des volumes plus élevés du fait du climat froid étant plus important que la baisse des tarifs aux clients résidentiels (de plus de 6 % en octobre 2009 et de 3,6 % le 26 mars 2010) ;
- l'activité Nucléaire Existant, en retrait en raison essentiellement de la baisse de la production. Les performances opérationnelles de la branche Nucléaire Existant ont été caractérisées en 2010 par une diminution de la production nucléaire (48,3 TWh en 2010, contre 55,1 TWh en 2009 [2]) en raison d'arrêts fortuits, principalement sur la centrale de Sizewell B.

9.7.2.2 EBE

La contribution du segment **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 2 732 millions d'euros en 2010, en recul de 10,8 % et en diminution organique de 5,9 % par rapport à 2009.

L'EBE généré par les activités Approvisionnements en énergies et Ventes clients est en croissance, la baisse du chiffre d'affaires étant compensée par des prix d'achat d'énergie et de combustible en baisse, en particulier sur le gaz.

L'activité Nucléaire Existant enregistre un recul de son EBE de - 178 millions d'euros principalement lié à un arrêt fortuit de la centrale de Sizewell B (- 6,8 TWh).

À périmètre constant, l'EBE de l'activité Réseaux est en légère baisse principalement en raison de moindres revenus de raccordements des réseaux régulés.

9.7.2.3 Résultat d'exploitation

La contribution du **Royaume-Uni** au résultat d'exploitation du Groupe au titre de 2010 s'établit à 799 millions d'euros, en diminution de 53,1 % par rapport à 2009. Son évolution est fortement impactée par la dépréciation sur les actifs thermiques (- 397 millions d'euros), en raison de l'effondrement et des perspectives dégradées à moyen terme du « dark spread » (marge brute énergie des centrales charbon), et par l'effet défavorable de 267 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading. Par ailleurs, le résultat d'exploitation intègre le résultat de cession de la branche Réseaux.

1. *Chiffre d'affaires et EBE incluent les contributions des clients au titre des raccordements aux réseaux selon la norme IFRIC 18 sur les exercices 2010 et 2009. Cela a un effet neutre au niveau du résultat d'exploitation (reprise intégrale dans les dotations aux amortissements).*
2. *À partir du 1er janvier 2009.*

9.7.3 Italie

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	5 647	4 870	777	+ 16,0	+ 15,8
EBE	801	795	6	+ 0,8	+ 0,6
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**(612)**	**301**	**(913)**		

9.7.3.1 Chiffre d'affaires

La contribution de l'**Italie** [1] au chiffre d'affaires du Groupe est de 5 647 millions d'euros, en hausse de 16,0 %.

Le chiffre d'affaires contributif d'**Edison** augmente de 793 millions d'euros (+ 18,1 %), grâce à une reprise de la demande des activités électricité et hydrocarbures, cette dernière n'ayant toutefois pas retrouvé les niveaux d'avant la crise.

Dans l'activité électricité, la croissance est portée par un effet volume positif résultant d'une hausse des ventes auprès des grossistes ainsi que des clients finals, que compense partiellement un effet prix négatif, résultat de la baisse des prix moyens de vente.

L'activité hydrocarbures bénéficie de la croissance des volumes de ventes sur les marchés finals, qui a largement permis de rattraper l'effet prix défavorable dû à la baisse des prix moyens de vente de gaz.

Le chiffre d'affaires de **Fenice** est en baisse organique de 23 millions d'euros (- 4,7 %) en raison notamment du transfert à Fiat sur le second semestre 2009 de contrats de fournitures d'énergie en application de nouvelles réglementations sur le gaz en Italie. Ce transfert, sans impact significatif sur la marge, est partiellement compensé par une évolution positive du volume d'activité.

9.7.3.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 801 millions d'euros, en progression organique de 0,6 %.

La contribution d'**Edison**, qui s'élève à 693 millions d'euros est en baisse de 14 millions d'euros (- 2 %), malgré une indemnité de + 84 millions d'euros pour résiliation anticipée du régime de certaines centrales CIP6 en décembre 2010. Hors cet effet, l'activité électricité [2] est en retrait, en raison de la contraction des marges de commercialisation et des centrales CIP6, et ce, malgré des effets volumes favorables.

L'activité hydrocarbures est en net recul par rapport à 2009, subissant la forte contraction des marges sur les clients finals, qui provient essentiellement de la baisse des prix aval ; celle-ci résulte de l'excès de l'offre sur la demande en Italie et de prix spots inférieurs aux prix des contrats à long terme traditionnels. Dans ce contexte, Edison a activé les clauses de renégociation de ses contrats d'importation. Par ailleurs, les résultats de l'activité exploration-production sont en progression.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe s'élève à 110 millions d'euros en 2010, en hausse organique de 20 millions d'euros par rapport à 2009. Cette évolution est liée notamment à la progression de l'activité en Italie et à l'international ainsi qu'à l'impact des réductions de dépenses d'exploitation.

9.7.3.3 Résultat d'exploitation

La contribution de l'**Italie** au résultat d'exploitation du Groupe s'élève à - 612 millions d'euros, en baisse de 913 millions d'euros.

Différents indicateurs et incertitudes ont en effet conduit le Groupe à constater une provision pour risques de 750 millions d'euros sur le segment Italie au 31 décembre 2010. Cette provision est relative à des risques liés à l'ensemble des activités italiennes du Groupe. Elle couvre pour partie des actifs inscrits dans les comptes du groupe EDF suite à l'acquisition d'Edison en 2005 et tient compte également, dans une moindre mesure, des risques et aléas liés aux environnements de marché dans lequel intervient Edison. Cette décision de provision, propre au groupe EDF, est cohérente avec les décisions qui ont été prises lors de l'arrêté des comptes du groupe Edison en mars 2011.

La provision couvre également des risques liés à certaines activités de Fenice pour lesquelles des dépréciations d'actifs ont été constatées.

1. *Le groupe Edison et Fenice.*
2. *L'effet des couvertures gaz et change associées aux ventes d'électricité est reclassé dans les ventes d'électricité.*

9.7.4 Autre International

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	6 878	3 442	3 436	+ 99,8	+ 1,4
EBE	1 084	654	430	+ 65,7	+ 8,0
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**(393)**	**286**	**(679)**		

Le segment **Autre International** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, soit le Benelux (y compris SPE) et les pays d'Europe centrale, les activités en Asie (Chine, Vietnam et Laos), la centrale thermique de Norte Fluminense au Brésil et les activités nucléaires aux États-Unis *via* la participation à hauteur de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group (CENG) et dans UniStar, détenue à 100 %.

Les effets périmètre du segment Autre International sont essentiellement liés aux acquisitions de SPE et de CENG fin 2009, et au changement de mode de consolidation d'ESTAG depuis le 1er juillet 2009.

Le segment bénéficie d'effets de change favorables principalement liés à l'appréciation des devises polonaise et brésilienne par rapport à l'euro.

9.7.4.1 Chiffre d'affaires

La contribution au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 6 878 millions d'euros, en augmentation de 3 436 millions d'euros par rapport à 2009.

Celle-ci résulte essentiellement des effets de périmètre décrits plus haut (+ 3 199 millions d'euros). Les effets de change favorables sont de 188 millions d'euros.

Hors effets de périmètre et de change, la hausse organique est de 1,4 % par rapport à 2009.

Dans les pays d'**Europe centrale**, le chiffre d'affaires est en progression organique (+ 3,7 %), tiré par la Pologne du fait d'une croissance des volumes liée aux températures inférieures aux moyennes saisonnières durant l'année 2010, dans un contexte de prix de vente d'électricité en baisse. Dans les **autres pays d'Europe** (Belgique, Pays-Bas, Autriche), l'évolution organique (hors effet de périmètre) du chiffre d'affaires est stable. Les activités commerciales d'EDF Belgium ont été transférées à SPE en octobre 2010 en vue d'optimiser le portefeuille clients.

En **Asie-Pacifique**, le chiffre d'affaires est stable (- 2 % hors effet de change), avec un appel à la centrale de Laibin B (FIGLEC) temporairement réduit par rapport à 2009.

Le chiffre d'affaires du **Brésil** est en croissance de 8,7 % et en évolution organique de - 10,2 %, du fait d'une baisse des prix contractuels, indexés pour partie sur le dollar américain (en baisse par rapport au real brésilien).

Le chiffre d'affaires de la zone **États-Unis** s'élève à 607 millions d'euros en 2010 et tient compte de la consolidation en année pleine de CENG.

9.7.4.2 EBE

L'EBE du segment **Autre International**, hors effets de périmètre et de change, est en progression organique de 8,0 %.

L'EBE dans les pays d'**Europe centrale** enregistre une croissance de 70 millions d'euros. La progression est de 18,0 %, soit une croissance organique de 12,3 %. La contribution de la Pologne est positive (+ 5,0 %) grâce à des effets volume favorables liés au climat et au développement de la biomasse, ainsi que celle de la Hongrie (+ 33,5 %), en particulier chez EDF Demasz qui bénéficie notamment d'un rétablissement de ses marges de commercialisation.

L'EBE des **autres pays d'Europe** progresse de 193 millions d'euros et de 50 millions d'euros en organique (+ 89,3 %), sous l'effet notamment de la consolidation de SPE en année pleine (effet périmètre) et de la mise en service de la centrale à cycle combiné à gaz de SLOE aux Pays-Bas fin 2009. Les résultats de SPE, principale société de cette zone, avec un EBE 2010 de 156 millions d'euros, reflètent une amélioration de la performance en gaz et en électricité.

En **Asie-Pacifique**, l'EBE est relativement stable en croissance organique.

Le **Brésil** connaît une croissance de 10,3 % et une évolution organique de - 8,0 % de son EBE, principalement due aux conditions de marché spot élevé en 2010 qui n'ont pas permis d'optimiser la marge autant qu'en 2009.

L'EBE de la zone **États-Unis** s'élève à 186 millions d'euros en 2010, en croissance de 175 millions d'euros. Celle-ci reflète principalement l'effet périmètre de CENG.

9.7.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation sur le segment **Autre International**, de - 393 millions d'euros, est principalement affecté par les pertes de valeurs aux États-Unis s'élevant à 929 millions d'euros ainsi que par la charge de 93 millions d'euros liée aux accords du 3 novembre 2010 avec CEG.

La variation du résultat d'exploitation reflète par ailleurs l'impact favorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading liées à SPE, ainsi que l'effet défavorable de l'accroissement des dotations aux amortissements lié notamment aux effets en année pleine des acquisitions de CENG et de SPE.

9.7.5 Autres activités

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*	Croissance organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	5 790	5 517	273	+ 4,9	+ 5,0
EBE	1 882	2 014	(132)	- 6,6	- 7,1
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**1 072**	**1 879**	**(807)**	**- 42,9**	

Les **Autres activités** regroupent principalement EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg, ainsi que la participation d'EDF dans Dalkia.

9.7.5.1 Chiffre d'affaires

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 790 millions d'euros, en augmentation de 273 millions soit 4,9 % par rapport à 2009 et en croissance organique de 5,0 %, en raison principalement de la progression des activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia. Cette variation favorable est néanmoins partiellement compensée par la baisse sur EDF Trading.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** [1] est en diminution organique de 294 millions d'euros (- 25,7 %). Ce niveau de performance, en retrait par rapport à 2009, s'explique par une forte dégradation des conditions de marché. La crise de la dette souveraine en Europe ainsi que les fluctuations du taux de change euro/dollar américain ont eu des répercussions sur les marchés des commodités, fortement perturbés depuis début mai 2010 par des décorrélations entre les évolutions des prix des différentes matières premières.

Le chiffre d'affaires contributif d'**EDF Énergies Nouvelles** s'élève à 1 455 millions d'euros, en progression de 34 % par rapport à 2009. Les ventes sont portées par la mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires et par la forte croissance de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS).

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 131 millions d'euros (+ 6,0 %), essentiellement porté par un effet climat favorable en Europe.

9.7.5.2 EBE

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 882 millions d'euros, en diminution de 132 millions par rapport à 2009 et en évolution organique de - 7,1 %.

La baisse organique de l'EBE du segment résulte principalement de celle d'**EDF Trading**, en recul de 30,8 % par rapport à 2009. En 2010, l'EBE d'EDF Trading s'élève à 628 millions d'euros.

EDF Énergies Nouvelles contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 460 millions d'euros en 2010 (+ 34,5 %). Cette hausse s'explique principalement par la croissance de l'activité Production éolienne et solaire et la bonne performance de l'activité DVAS.

L'EBE de **Dalkia** est en croissance organique de 42 millions d'euros (+ 14 %) principalement du fait de la plus-value de cession d'Usti en République tchèque.

9.7.5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation diminue de 807 millions d'euros par rapport à 2009.

Cette évolution reflète celle de l'EBE, ainsi que l'impact défavorable des ajustements liés aux variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading, principalement relatives à des opérations effectuées à des fins de couverture. Les amortissements augmentent par ailleurs, notamment en lien avec le développement de l'activité d'**EDF Énergies Nouvelles**. Le résultat d'exploitation inclut également la perte de valeur comptabilisée en 2010 sur des champs gaziers en mer du Nord chez EDF Production UK pour 136 millions d'euros.

1. *Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.*

9.8 ●● Flux de trésorerie et endettement financier net

Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 12, IFRIC 18, et des normes IFRS 5 et IAS 27 amendée « États financiers consolidés et individuels ».

9.8.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**11 110**	**11 213**	**(103)**	**- 0,9**
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(14 927)**	**(25 234)**	**10 307**	**- 40,8**
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**1 948**	**15 567**	**(13 619)**	**- 87,5**
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	**357**	**(206)**	**563**	
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(1 512)**	**1 340**	**(2 852)**	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	6 982	5 869	1 113	19,0
Incidence des variations de change	76	(237)	313	
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	29	45	(16)	- 35,6
Incidence des autres reclassements	(8)	(35)	27	- 77,1
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**5 567**	**6 982**	**(1 415)**	**- 20,3**

9.8.1.1 Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**1 814**	**5 102**	**(3 288)**	**- 64,4**
Pertes de valeur/(reprises)	1 743	49	1 694	3 457,1
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 858	7 563	2 295	30,3
Produits et charges financiers	1 918	1 441	477	33,1
Dividendes reçus des entreprises associées	112	104	8	7,7
Plus- ou moins-values de cession	164	(566)	730	
Variation du besoin en fonds de roulement	(335)	(1 468)	1 133	- 77,2
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**15 274**	**12 225**	**3 049**	**24,9**
Frais financiers nets décaissés	(2 197)	(1 367)	(830)	60,7
Impôts sur le résultat payés	(1 967)	(869)	(1 098)	126,4
Annulation de la décision de la Commission européenne	-	1 224	(1 224)	
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**11 110**	**11 213**	**(103)**	**- 0,9**

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles en 2010 s'élèvent à 11 110 millions d'euros, en diminution de 103 millions d'euros par rapport à l'exercice 2009.

Cette variation traduit d'abord une augmentation de 3 049 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient essentiellement :

(i) 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 13 415 millions d'euros en 2010 contre 12 714 millions d'euros en 2009, soit une augmentation de 701 millions d'euros par rapport à 2009 ;

(ii) de la variation des produits et charges financiers (+ 477 millions d'euros par rapport à 2009) induite par la hausse de l'endettement brut moyen, malgré les opérations de désendettement intervenues en fin d'exercice 2010 (voir section 9.6.4 « Résultat financier ») ;

(iii) de l'effet des plus-values de cession importantes enregistrées en 2009, principalement sur l'opération d'apport par EDF à Alpiq des droits de tirage de la centrale hydraulique d'Emosson en échange des titres de la société ;

(iv) de la variation du besoin en fonds de roulement (BFR) qui s'élève à - 335 millions d'euros en 2010 (y compris un effet favorable de 1 747 millions d'euros lié à l'encaissement de la première avance dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium) contre - 1 468 millions d'euros en 2009.

La variation des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles reflète également :

(i) l'augmentation de 830 millions d'euros des frais financiers nets décaissés liée principalement à des décalages de décaissements des intérêts sur emprunts obligataires et à la hausse de l'endettement brut moyen ;

(ii) l'impact négatif des augmentations de l'impôt payé sur le résultat (1 098 millions d'euros), provenant principalement d'un remboursement reçu par EDF SA en 2009 au titre d'excédents d'acomptes payés en 2008 ;

(iii) le remboursement par l'État en 2009 de la somme de 1 224 millions d'euros suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003.

9.8.1.2 Flux de trésorerie nets générés par les activités d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 14 927 millions d'euros en 2010, à comparer à 25 234 millions d'euros en 2009.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisition et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(12 241)	(11 777)	(464)	3,9
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	188	201	(13)	- 6,5
Investissements non financiers nets [1]	**(12 053)**	**(11 576)**	**(477)**	**4,1**
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	3 398	(14 120)	17 518	
Variations d'actifs financiers	(6 272)	462	(6 734)	1 457,6
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(14 927)**	**(25 234)**	**10 307**	**- 40,8**

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des « Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles ») afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles (investissements opérationnels)

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 12 241 millions d'euros en 2010, en augmentation de 464 millions d'euros (3,9 %) par rapport à 2009.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Activités réseaux	3 724	3 377	347	10,3
Activités non régulées	3 655	3 312	343	10,4
Activités insulaires	495	473	22	4,7
Total France	**7 874**	**7 162**	**712**	**9,9**
Royaume-Uni	1 871	2 193	(322)	- 14,7
Italie	381	483	(102)	- 21,1
Autre International	561	380	181	47,6
International	**2 813**	**3 057**	**(244)**	**- 8,0**
Autres activités	**1 554**	**1 558**	**(4)**	**- 0,3**
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS (CAPEX BRUTS)	**12 241**	**11 777**	**464**	**3,9**

Les investissements opérationnels augmentent en France, baissent pour l'International et sont stables pour les Autres activités.

L'augmentation en **France** est de 712 millions d'euros, soit 9,9 %. Pour les activités de réseaux, elle concerne essentiellement le rachat de réseaux SNCF par RTE EDF Transport, et la très forte hausse des raccordements (en particulier de la part des producteurs photovoltaïques) pour ERDF. Pour les activités non régulées, l'augmentation provient principalement du domaine du nucléaire avec la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et l'accélération par rapport à 2009 du programme de remplacement des générateurs de vapeur.

Les investissements de développement de capacité concernent le thermique à flamme (TAC de Montereau, CCGT de Martigues et de Blénod).

Les investissements de maintenance intègrent, outre les générateurs de vapeur, la poursuite des programmes de fiabilisation du parc nucléaire et hydraulique (SuperHydro et RenouvEau).

Au Royaume-Uni, les investissements s'élèvent à 1 871 millions d'euros en 2010, en baisse de 14,7 % par rapport à 2009 (322 millions d'euros). Cette diminution s'explique notamment par l'achat en 2009 de terrains pour le programme nucléaire au Royaume-Uni, sans équivalent en 2010. Les investissements concernent l'activité régulée pour 43 % (en baisse à cause de la cession des réseaux de distribution en octobre 2010), le nucléaire pour 29 % (en hausse) et la construction de la centrale à cycle combiné de West Burton.

En Italie, les investissements opérationnels sont inférieurs de 21,1 % à ceux de 2009. Ils s'élèvent à 271 millions d'euros chez Edison. Les principaux investissements concernent en 2010 le développement : centrales thermiques en Italie et en Grèce (Thisvi), parcs d'énergies renouvelables, et activités de forage dans la concession d'Aboukir en Égypte et en Croatie.

Les investissements de Fenice, pour 110 millions d'euros en 2010, sont en légère baisse par rapport à 2009.

Dans le segment **Autre International**, les investissements opérationnels sont en augmentation de 47,2 % par rapport à 2009, en raison principalement de l'intégration de SPE en Belgique et de CENG aux États-Unis.

Enfin, les investissements du segment **Autres activités** sont stables (- 0,2 %) par rapport à 2009, avec des investissements d'EDF Énergies Nouvelles qui s'élèvent à 1 154 millions d'euros en 2010.

Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise

Ce poste comprend les acquisitions et les cessions de titres consolidés nets de leur trésorerie.

En 2010, les acquisitions/cessions intègrent principalement le produit de cession des réseaux de distribution au Royaume-Uni pour 3 655 millions d'euros.

En 2009, il s'agissait principalement des décaissements liés aux acquisitions de British Energy, de CENG et de SPE.

Variation d'actifs financiers

En 2010, la variation des actifs financiers est de -6 272 millions d'euros. Elle est liée à hauteur de 1 343 millions d'euros aux dotations de l'exercice aux actifs dédiés. Le solde correspond principalement à l'augmentation des placements financiers du Groupe du fait des opérations de désendettement intervenues en fin d'exercice.

9.8.1.3 Flux de trésorerie nets générés par les activités de financement

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(59)	2 350	(2 409)	
Dividendes versés par EDF	(2 163)	(1 228)	(935)	76,1
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(190)	(61)	(129)	211,5
Actions propres	(10)	12	(22)	
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**(2 422)**	**1 073**	**(3 495)**	
Emissions d'emprunts	8 642	29 272	(20 630)	- 70,5
Remboursements d'emprunts	(4 652)	(15 244)	10 592	- 69,5
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	231	253	(22)	- 8,7
Subventions d'investissement	149	213	(64)	- 30,0
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement	**4 370**	**14 494**	**(10 124)**	**- 69,8**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**1 948**	**15 567**	**(13 619)**	**- 87,5**

En 2010, les opérations de financement se traduisent par un produit net de 1 948 millions d'euros en diminution de 13 619 millions d'euros par rapport à 2009. Cette variation traduit principalement :

(i) Des émissions nettes d'emprunts en diminution de 10 038 millions d'euros. L'année 2009 a été marquée par des émissions d'emprunts obligataires particulièrement importantes suite aux opérations d'acquisitions significatives réalisées sur la période (British Energy/CENG/SPE).

(ii) Les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent en 2009 au prix de cession (pour 2 470 millions d'euros) d'une participation de 20 % dans Lake Acquisitions/British Energy à Centrica.

(iii) Les dividendes versés en numéraire par EDF SA se sont élevés à 2 163 millions d'euros en 2010, à comparer à un versement en numéraire de 1 228 millions d'euros en 2009 (l'acompte sur dividendes 2009 a été payé en actions pour 938 millions d'euros et en numéraire pour 64 millions d'euros).

9.8.2 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. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE EDF Transport, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation en valeur	Variation *(en %)*
Excédent brut d'exploitation	**16 623**	**15 929**	**694**	**+ 4,4**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 165)	(2 320)	1 155	
Frais financiers nets décaissés	(2 197)	(1 367)	(830)	
Impôt sur le résultat payé	(1 967)	(869)	(1 098)	
Autres éléments	152	84	68	
Cash flow opérationnel [1]	**11 446**	**11 457**	**(11)**	**- 0,1**
Variation du besoin en fonds de roulement net [2]	298	(863)	1 161	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(12 053)	(11 576)	(477)	
Éléments non récurrents [3]	-	1 224	(1 224)	
Free cash flow	**(309)**	**242**	**(551)**	
Dotation actifs dédiés France	(1 343)	(1 902)	559	
Investissements financiers nets	3 613	(12 932)	16 545	
Dividendes versés	(2 353)	(1 289)	(1 064)	
Autres variations [4]	(287)	(696)	409	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	**(679)**	**(16 577)**	**15 898**	
Effet de la variation du périmètre	9 358	577	8 781	
Effet de la variation de change	(782)	(758)	(24)	
Autres variations non monétaires [5]	15	(319)	334	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	**7 912**	**(17 077)**	**24 989**	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	**195**	**(943)**	**1 138**	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	**42 496**	**24 476**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**34 389**	**42 496**		

(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 (Tableau de flux de trésorerie) corrigés d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) 2010 : y compris l'avance Exeltium encaissée pour 1 747 millions d'euros fin avril 2010.

(3) En 2009 : versement de l'État suite à l'annulation de la décision du 16 décembre 2003 de la Commission européenne.

(4) Principalement participations reçues sur biens en concession, subventions d'investissements et soulte libératoire versée à AREVA pour le démantèlement de La Hague (2010 : 633 millions d'euros ; 2009 : 605 millions d'euros).

(5) Correspondent principalement aux variations de juste valeur et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 34 389 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il était de 42 496 millions d'euros au 31 décembre 2009 et diminue ainsi de 8 107 millions d'euros sur l'année 2010.

Le Groupe a dégagé un free cash flow de -309 millions d'euros. Celui-ci intègre les investissements opérationnels nets de cessions de -12 053 millions d'euros autofinancés par le cash flow opérationnel à hauteur de 11 446 millions d'euros et une variation de BFR de 298 millions d'euros.

La dotation aux actifs dédiés, qui s'élève à 1 343 millions d'euros, vient en complément de l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport aux actifs dédiés à hauteur de 2,3 milliards d'euros, suite au décret du 29 décembre 2010, sans impact sur la trésorerie d'EDF en 2010.

En 2010, le désinvestissement financier net (hors dotations aux actifs dédiés) de 3 613 millions d'euros provient principalement de l'encaissement du prix de cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques pour 3 655 millions d'euros.

Les dividendes versés en numéraire (2 353 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2009 de 1 109 millions d'euros et l'acompte distribué fin 2010 pour 1 054 millions d'euros, ainsi que les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires, principalement Centrica au Royaume-Uni (190 millions d'euros).

L'effet périmètre reflète principalement l'impact de la déconsolidation des dettes financières des réseaux de distribution au Royaume-Uni (3,0 milliards d'euros) liée à leur cession, et de RTE EDF Transport en France (6,3 milliards d'euros) suite au changement de mode de consolidation. Ces deux opérations contribuent à la réduction de la dette nette à hauteur de 9,4 milliards d'euros.

L'effet de change (appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro [1]) pèse pour 782 millions d'euros dans l'évolution de l'endettement financier net du Groupe.

9.9 Gestion et contrôle des risques marchés

9.9.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (liquidité, change, taux d'intérêt, actions et contrepartie) définis dans le Cadre de Gestion Financière et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe, mis en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, Dalkia et CENG) ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (c'est-à-dire hors RTE EDF Transport, EDF Réseau Distribution France-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 (« DCRF ») – 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. Cette structure 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 ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe.

Le DCRF 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.

9.9.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

Position de liquidité

Au 31 décembre 2010, les liquidités du Groupe s'élèvent à 14 114 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 085 millions d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émissions court terme et obligataires.

Sur l'année 2011, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2010 s'élèveront à 8 741 millions d'euros, dont 2 641 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2010, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

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 2010 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 2010 (« Variations des emprunts et dettes financières »). Les emprunts obligataires ont été émis par EDF pour des montants respectifs de 3 000 millions d'euros, 2 250 millions de dollars américains, 1 000 millions de livres sterling et 400 millions de francs suisses. Edison a également émis en 2010 un emprunt obligataire d'un montant 1 100 millions d'euros.

La maturité moyenne de la dette du Groupe a ainsi été portée au 31 décembre 2010 à 8,6 ans contre 7,4 ans au 31 décembre 2009, celle d'EDF à 10,2 ans contre 8,5 ans au 31 décembre 2009.

1. *Appréciation de 7,8 % du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2009 : 0,6942 €/$; 31 décembre 2010 : 0,7484 €/$.*
Appréciation de 3,2 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2009 : 1,1260 €/£ ; 31 décembre 2010 : 1,1618 €/£.

Au 31 décembre 2010, 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 2010) :

(en millions d'euros)	Dettes	Instruments de couverture [1]		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2011	8 741	50	93	40
Entre 2012 et 2014	18 161	73	150	14
2015 et au-delà	43 943	1	316	143
TOTAL	**70 845**	**124**	**558**	**197**
dont remboursement de dette	47 777			
dont charges d'intérêt	23 068			

(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 :

- le 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. Dans ce contexte, EDF Energy et EDF Trading disposent désormais de lignes de crédit avec EDF. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe, créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement moyen et long terme des filiales du groupe EDF ;
- 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 États-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. RTE EDF Transport et EDF Energy disposent de programmes court terme dont les plafonds sont respectivement de 1,5 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling ;
- EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (*Euro Medium Term Note Program*) mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché en France et *passporté* au sein d'autres pays de l'Union européenne. Le plafond du programme est aujourd'hui de 20 milliards d'euros. Par ailleurs, EDF Energy, RTE EDF Transport et Edison disposent de leurs propres programmes EMTN dont les plafonds sont respectivement de 4 milliards de livres sterling, 6 milliards d'euros et 2 milliards d'euros. Le programme d'EDF Energy ne fait pas l'objet de tirage car la filiale est désormais en centralisation de financement ;
- EDF bénéficie également d'une ligne de 500 millions d'euros de la part de la Banque Européenne d'Investissement pour financer ses ouvrages de production dans les DOM TOM. Cette ligne a été tirée à hauteur de 100 millions d'euros au cours de l'année 2010.

Le tableau ci-dessous 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 2010 :

Entité	Date d'émission	Échéance	Nominal à l'émission *(en millions de devises)*	Devise	Taux
EDF	18/11/2008	23/01/2013	2 000	EUR [1]	5,6 %
EDF	21/01/2009	26/01/2014	1 250	USD	5,5 %
EDF	15/07/2009	17/07/2014	3 269	EUR	4,5 %
EDF	16/01/2009	23/01/2015	2 000	EUR [1]	5,1 %
EDF	18/10/2001	25/10/2016	1 100	EUR	5,5 %
EDF	29/01/2008	05/02/2018	1 500	EUR	5,0 %
EDF	21/01/2009	26/01/2019	2 000	USD	6,5 %
EDF	21/01/2010	27/01/2020	1 400	USD	4,6 %
EDF	23/05/2008	29/05/2020	1 200	EUR	5,4 %
EDF	16/01/2009	25/01/2021	2 000	EUR	6,3 %
EDF	04/09/2009	11/09/2024	2 500	EUR	4,6 %
EDF	04/11/2010	12/11/2025	750	EUR	4,0 %
EDF	21/04/2010	26/04/2030	1 500	EUR	4,6 %
EDF	14/02/2003	21/02/2033	850	EUR	5,6 %
EDF	29/05/2009	02/06/2034	1 500	GBP	6,1 %
EDF	21/01/2009	26/01/2039	1 750	USD	7,0 %
EDF	04/11/2010	12/11/2040	750	EUR	4,5 %
EDF	14/09/2010	22/09/2050	1 000	GBP	5,1 %

(1) Ces deux emprunts obligataires ont été partiellement remboursés suite à deux émissions de 750 millions d'euros en 2010.

Les entités du Groupe disposant de crédits syndiqués au 31 décembre 2010 sont EDF, Edison et RTE EDF Transport :

- le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros, échéance mars 2012, incluant une tranche *swingline* de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour a été résilié pour moitié en octobre 2010. Il a été refinancé par un nouveau crédit syndiqué de 4 milliards d'euros, échéance novembre 2015, avec deux options d'extension d'un an. Au 31 décembre 2010, aucun de ces deux crédits syndiqués n'a fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros, échéance avril 2013, n'a pas fait l'objet de tirage en 2010 ;
- le crédit syndiqué de RTE EDF Transport d'un montant de 1 milliard d'euros, échéance mai 2013, comporte une ligne *swingline* de 500 millions d'euros. Un deuxième crédit syndiqué d'un montant de 500 millions d'euros a été mis en place en juin 2010 pour une durée d'un an renouvelable. Au 31 décembre 2010, ces crédits syndiqués n'ont pas fait l'objet de tirage.

9.9.1.2 Notation financière

Les notes à long et court terme 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 2010 :

Sociétés	Agences	Notation Long Terme	Notation Court Terme
EDF	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable Aa3 assortie d'une perspective stable A+ assortie d'une perspective stable	A-1 P-1 F1
RTE EDF Transport	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	A sous surveillance (1) A3 sous surveillance A- assortie d'une perspective stable	A-1 P-2 F2
Edison SpA	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	BBB assortie d'une perspective stable (2) Baa3 assortie d'une perspective stable (3) BBB assortie d'une perspective négative (4)	A-2 n.a. F2

n.a. = non applicable

(1) Levée de la surveillance par S&P le 28 janvier 2011 et confirmation du rating A assortie d'une perspective négative/A-1

(2) Passage de BBB+ assortie d'une perspective négative/A-2 à BBB assortie d'une perspective stable/A-2 le 2 novembre 2010

(3) Passage de Baa2 assortie d'une perspective négative à Baa3 assortie d'une perspective stable/A-2 le 14 octobre 2010

(4) Passage de BBB+ assortie d'une perspective négative/F2 à BBB assortie d'une perspective négative/F2 le 9 novembre 2010

9.9.1.3 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 entre 79 % et 92 % selon les devises. 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 combustible 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, EDF Énergies Nouvelles) mettent 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 2010 par devise et après couverture, se décompose de la façon suivante : 53 % en euros, 29 % en livres sterling, 10 % en dollars américains et le solde, s'élevant à 8 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

Structure de la dette brute au 31 décembre 2010, par devise avant et après couverture

31 décembre 2010 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture [1]	Structure de la dette après couverture	% de dette
EUR	28 510	(3 089)	25 421	53 %
USD	9 257	(4 568)	4 689	10 %
GBP	5 081	8 678	13 759	29 %
Autres devises	4 929	(1 021)	3 908	8 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**47 777**	**-**	**47 777**	**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 2010. La sensibilité au risque de change reste globalement stable par rapport à 2009.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2010 *(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	25 421	-	25 421
USD	4 689	469	5 158
GBP	13 759	1 376	15 135
Autres devises	3 908	391	4 299
TOTAL DES EMPRUNTS	**47 777**	**2 236**	**50 013**

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 investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2010.

Position des actifs nets

31 décembre 2010 *(en millions de devises)*	**Actif**	Emprunts obligataires	Dérivés	Position nette après gestion (Actif)
USD	5 974	3 400	1 347	1 227
CHF (Suisse)	2 282	2 110	-	172
HUF (Hongrie)	105 513	-	80 064	25 449
PLN (Pologne)	2 696	-	2 130	566
GBP (Royaume-Uni)	14 454	4 051	8 335	2 068
BRL (Brésil)	686	-	-	686
CNY (Chine)	5 187	-	-	5 187

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets 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-dessous présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2010. 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 situations nettes sont converties aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	1 227	918	92	314	219	22
CHF (Suisse)	172	138	14	125	84	8
HUF (Hongrie)	25 449	92	9	24 884	92	9
PLN (Pologne)	566	142	14	1 295	315	32
GBP (Grande-Bretagne)	2 068	2 403	240	3 683	4 147	415
BRL (Brésil)	686	288	29	654	260	26
CNY (Chine)	5 187	588	59	700	71	7

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 au § 9.9.1.6 (« 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 est non significatif pour le Groupe au 31 décembre 2010.

9.9.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition 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, principalement Edison et CENG) 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 2010, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 86 % à taux fixe et 14 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 67 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2010 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,4 % en 2010.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2010. L'impact de variation des taux d'intérêts reste stable par rapport à 2009.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2010 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence 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	41 150	(49)	41 101	-
À taux variable	6 627	49	6 676	67
TOTAL DES EMPRUNTS	**47 777**	**-**	**47 777**	**67**

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). Les TCN et obligations à taux fixe sont essentiellement investis dans le cadre des actifs dédiés ; un calcul de sensibilité est détaillé dans le paragraphe 9.9.1.6.

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2010 *(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	**146**	**1**	**145**

9.9.1.5 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 au § 9.9.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF, d'EDF Energy et 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 pourrait contraindre EDF à amortir les pertes actuarielles au-delà du corridor en résultat. Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31 % en actions fin 2010, soit un montant actions de 2,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2010, 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 37 % en actions, ce qui représente un montant actions de 222 millions de livres sterling. Ce montant est en baisse significative par rapport à fin 2009 en raison de la cession des réseaux de distribution d'EDF Energy en octobre 2010.

Au 31 décembre 2010, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 39 % en actions, soit un montant actions de 1 211 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

Durant l'année 2010, EDF s'est sensiblement allégé des placements corrélés actions de sa gestion de trésorerie long terme. Au 31 décembre 2010, ces placements représentent un montant résiduel de 10 millions d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2010, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 423 millions d'euros. La volatilité est estimée à 46,5 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 31 décembre 2010, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 313 millions d'euros. La volatilité est estimée à 34,5 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

9.9.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés ont été constitués par EDF progressivement depuis 1999 en vue de couvrir les dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires ainsi que le stockage et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés – dont les principes ont été redéfinis par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs – 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 lors de la mise à jour de son règlement intérieur le 25 janvier 2007 et anticipant ainsi les dispositions de l'article 9 du décret du 23 février 2007.

Un 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, la gestion d'actifs.

Les **actifs dédiés** ont bénéficié au titre de l'exercice 2010 de 1 343 millions d'euros de dotations de trésorerie contre 1 902 millions d'euros en 2009 (voir note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010), auxquels s'ajoute la valeur des actions RTE EDF Transport affectées le 31 décembre 2010, pour un montant de 2 324 millions d'euros. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE EDF Transport (présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées).

Les dotations ont été revues à la baisse dès mars 2010 pour tenir compte du projet d'affectation des titres RTE EDF Transport et du projet de report, par la loi n° 2010-1488 dite loi NOME, au 29 juin 2016 de la date butoir à laquelle le portefeuille d'actifs dédiés devra couvrir la totalité des engagements nucléaires de long terme, sous réserve de la satisfaction de différents critères, dont l'un sur le niveau de couverture du passif au 29 juin 2011.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2010 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 362 millions d'euros, contre 302 millions d'euros en 2009.

Les principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

Hors RTE EDF Transport, **l'allocation stratégique** est déterminée à partir d'une étude actif-passif dont l'objectif est de définir le portefeuille-modèle le plus adapté à la problématique de financement des charges du parc nucléaire. Un indice de référence est également fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. L'allocation stratégique est revue régulièrement, en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante : 50 % des actifs en actions internationales et 50 % des actifs en obligations. L'allocation tactique peut toutefois conduire à une exposition différente. Cette flexibilité a été notamment utilisée pour absorber le choc de la crise financière. La part action, qui s'établissait à 43,2 % en fin d'année 2009, a été renforcée au second semestre 2010, lorsque la tendance des marchés d'actions a paru plus favorable et en ligne avec une amélioration des fondamentaux économiques dans le monde. Fin 2010, la part était de 50,5 % du portefeuille (à données comparables hors RTE EDF Transport).

Le portefeuille hors RTE EDF Transport comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus des reprises de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction.

La **gestion tactique** des actifs est assurée autour de quatre axes principaux :

- le pilotage de l'exposition entre les deux classes « actions » et « obligations » ;
- le choix de l'exposition par zone géographique ;
- l'investissement marginal sur différents supports alternatifs à ceux retenus dans le cadre de l'allocation stratégique ;
- 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 macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
  - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise.

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives macroéconomiques de chacun des marchés, chacune des zones géographiques ainsi que sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés.

1. *Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.*

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Fin décembre 2010, la valeur globale du portefeuille s'élève à 15 815 millions d'euros, contre 11 441 millions d'euros à fin décembre 2009.

Composition selon la classification de l'Article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories	31/12/2010		31/12/2009	
(en millions d'euros)	**Valeur comptable** (1)	**Valeur boursière ou de réalisation**	Valeur comptable	Valeur boursière
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE	3 040	3 342	3 038	3 375
2° Obligations, BMTN… émis par le secteur privé	682	737	604	642
3° Actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège social sur le territoire de l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE et négociés sur un marché reconnu	117	125	117	142
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°	7 827	8 272	6 599	6 708
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°	749	1 023	447	569
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	Néant	Néant	Néant	Néant
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,042	0,042	0,025	0,029
Débiteurs et créditeurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couverture de change, etc.)	(9)	(9)	5	5
Total portefeuille hors RTE EDF Transport	**12 406**	**13 491**	**10 810**	**11 441**
Actions RTE EDF Transport	2 015	2 324	-	-
TOTAL PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS	**14 421**	**15 815** (2)	**10 810**	**11 441** (3)

(1) Sources : BNP Paribas Securities Services pour le portefeuille hors RTE EDF Transport, valeur nette comptable dans les comptes sociaux d'EDF de 50 % des actions RTE EDF Transport.
(2) La valeur boursière ou de réalisation du portefeuille intègre les opérations de couverture de change, qui viennent en écart de la valeur présentée dans la note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.
(3) La valeur boursière du portefeuille intègre les opérations de couverture de change, qui viennent en écart de la valeur présentée dans la note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

Composition analytique par sous-portefeuille et performance en 2010

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2010 et 31 décembre 2009 est la suivante :

	Au 31 décembre 2010		Au 31 décembre 2009
	Avec RTE EDF Transport	Hors RTE EDF Transport (1)	
Placements en actions	43,0 %	50,5 %	43,2 %
Placements obligataires	42,3 %	49,5 %	56,8 %
Actions RTE EDF Transport	14,7 %	-	-
TOTAL	**100 %**	**100 %**	**100 %**

(1) Quote-part relative des sous-portefeuilles actions et obligations hors titres RTE EDF Transport.

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2010 et 31 décembre 2009 :

(en millions d'euros)	31/12/2010 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2010		31/12/2009 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2009	
		Portefeuille	Indice de référence (1)		Portefeuille	Indice de référence
S/portefeuille Actions	6 807	16,15 %	14,03 %	4 939	+ 28,06 %	+ 25,94 %
S/portefeuille Taux	6 683	2,50 %	0,99 %	6 501	+ 5,40 %	+ 4,35 %
S/portefeuille Trésorerie	1	0,49 %	0,44 %	1	+ 0,83 %	+ 0,73 %
Total Portefeuille hors RTE EDF Transport	**13 491**	**8,79 %**	**7,60 %**	**11 441**	**+ 13,07 %**	**+ 15,10 %**
Actions RTE EDF Transport	2 324			-		
TOTAL PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS	**15 815**			**11 441**		

(1) Indice de référence : MSCI World DN couvert en euro pour 50 % pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, 50 % MSCI World DN couvert en euro pour 50 % + 50 % Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

L'évolution du portefeuille dédié d'EDF a été influencée au premier semestre par les développements de la crise de la dette souveraine et ses impacts sur la tenue des marchés d'actions internationaux. Dans ce contexte, l'allocation des capitaux a privilégié d'une manière générale une diversification accrue sur les différents marchés, une réduction des risques des obligations des États périphériques de la zone euro au profit des obligations d'entreprise *investment grade*, tout en maintenant une sensibilité aux taux longs réduite.

La crise financière qui s'est prolongée en 2010 a conduit à maintenir au premier semestre une prudente sous-exposition du portefeuille au risque actions, puis à renforcer le poids des actions au second semestre quand les fondamentaux économiques au plan mondial et la tendance des marchés d'actions internationaux ont paru plus favorables. Les choix d'allocation ainsi que la sélection des titres ou des fonds ont permis aux deux sous-portefeuilles de sur-performer leur indice de référence. Dans ce contexte, le portefeuille des actifs dédiés enregistre, dans le poste des capitaux propres consolidés, une variation brute de 890 millions d'euros, soit 584 millions d'euros après impôts.

La composition du portefeuille réparti entre les Fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » à fin décembre 2010 du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élève à 6 807 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. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2010 à 15,5 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 20,2 % à fin 2009. 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 1 054 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2010, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 683 millions d'euros) s'établissait à 4,65, 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 311 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille « taux », en hausse par rapport à celle observée fin 2009 (4,29), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,23).

9.9.1.7 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 durant la crise financière, au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2010. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 87 % de classe *investment grade*. Cette valeur est globalement stable par rapport à celle issue de la consolidation de décembre 2009.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
Au 30/09/2010	10 %	23 %	50 %	5 %	1 %	0 %	0 %	11 %	100 %
Au 31/12/2009	6 %	23 %	57 %	5 %	0 %	0 %	0 %	9 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente (yc IPP [1])	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats et trading d'énergie (yc IPP [1])	Total
Au 30/09/2010	5 %	45 %	8 %	34 %	8 %	100 %
Au 31/12/2009	6 %	44 %	7 %	37 %	6 %	100 %

(1) IPP : Industrial Power Plants.

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. La gestion du risque de contrepartie pour cette filiale prévoit la mise en place de limites explicites par contrepartie, 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-collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne tout particulièrement les contreparties qui traitent avec la Salle des marchés financiers d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Contrôle des Risques financiers 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.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté dans la section 26 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010 (« Clients et comptes rattachés »).

9.9.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.9.2.1 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 impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO_2) est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel.

Cette politique 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.

Concernant Edison et CENG, sociétés non contrôlées opérationnellement, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

9.9.2.2 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 fixant les limites de risques associées. Cet exercice permet au 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) ; et
- 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 en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

9.9.2.3 Principes opérationnels de gestion et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel et CENG, 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 leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 40 des comptes consolidés. 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. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les 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 l'entité 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 donnés. 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 *stop-loss* », quant à elle, précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant le niveau maximal de pertes sur 3 mois glissants [1]. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures circonstanciées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2010, 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 70 millions d'euros [2]. La diminution de la limite de VaR traduit la prise en compte de la diversification des risques entre les activités d'EDF Trading et celles d'EDF Trading North America. Sur cette même période, la VaR a évolué entre 3,8 et 23 millions d'euros.

Le tableau ci dessous présente les valeurs sur les exercices 2010 et 2009 :

(en millions d'euros)	2e semestre 2010	1er semestre 2010	2e semestre 2009	1er semestre 2009
Limite VaR (97,5 % un jour)	45	45	48	38
Limite *stop-loss* (1)	70	70	70	55
Nouvelle limite *stop-loss* (2)	225			
VaR minimum	3,8	6,9	8,6	7,6
VaR moyenne	7,3	14,8	14,0	13,4
VaR maximum	11,3	23,0	22,1	25,1

(1) Le système de limite a été modifié au 15 décembre 2010 (cf. note précédente).

(2) À compter du 15 décembre 2010.

1. *Le système de limite stop-loss a été modifié le 15 décembre 2010. La limite stop-loss est désormais déterminée à partir du maximum atteint sur trois mois roulants. Ce système se rapproche des mécanismes mis en place dans les autres entreprises de trading et permet une gestion plus dynamique. La limite a été fixée à 225 millions d'euros.*
2. *225 millions d'euros à partir du 15 décembre 2010.*

Malgré la très forte volatilité sur les marchés, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées en 2010 et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Les *stop-loss* depuis leur instauration, n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, le modèle de gouvernance organisationnel prévoit la séparation entre les activités de contrôle et de gestion du risque et les activités opérationnelles sur les marchés. D'un point de vue opérationnel, Edison calcule son exposition nette [1] sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) à l'exclusion de 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 ») [2] est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Par ailleurs, pour répondre aux obligations liées à IFRS 7, Edison mesure le risque de diminution maximum potentielle de la juste valeur des contrats financiers couvrant les risques de son portefeuille industriel, avec un PaR, calculé avec un intervalle de confiance fixé à 97,5 %. Pour l'activité de trading, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison définit une limite de VaR à 95 %. A l'instar de son portefeuille industriel, Edison alloue un capital économique [3] pour le portefeuille de trading. Cette allocation tient compte du capital de risques lié aux VaR du portefeuille et du capital de risques estimé à travers des stress-tests relatifs à d'éventuelles positions structurées et non liquides .[4]

La société SPE a été intégrée progressivement au cours de l'année 2010 dans le dispositif de gestion et de contrôle des risques du Groupe. Au 31 décembre 2010, les principes opérationnels sont conformes au modèle du Groupe pour les gestionnaires d'actifs.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 40.4 et 40.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 41.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

9.9.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances étendus progressivement à ses filiales contrôlées, ainsi qu'à sa filiale ERDF et à RTE EDF Transport, qui disposent d'une autonomie de gestion. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures spécifiques à chacun.

Les principaux programmes d'assurances sont les suivants :

- dommages aux biens conventionnels Groupe : EDF est membre d'OIL [5]. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par Wagram Insurance Company Ltd [6], des assureurs et des réassureurs ;
- 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 British Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire, sont couverts depuis le 1er mars 2010, par un programme d'assurance faisant appel notamment, au pool atomique français, au pool atomique britannique Nuclear Risk Insurers (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) ;
- responsabilité civile vis-à-vis des tiers, spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires : les polices d'assurances souscrites par EDF sont conformes à la loi française. De même, British Energy a mis en place les dispositifs en matière de responsabilité civile nécessaires pour respecter la loi britannique ;
- 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 ;
- responsabilité civile des mandataires sociaux : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe.

Les modalités de mise en place de couvertures dommages des réseaux aériens de distribution d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF sont à l'étude.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 91,2 millions d'euros en 2010, dont 59,4 millions d'euros pris en charge par EDF.

1. *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.*
2. *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.*
3. *Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.*
4. *Les données figurent dans le rapport annuel 2010 publié par Edison.*
5. *Oil Insurance Limited Mutual Insurance Company. Les données figurent dans le rapport annuel 2010 publié par Edison.*
6. *Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.*

10 TRÉSORERIE ET CAPITAUX

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.8 (« 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 9.9.1.1 (« 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 210

11.2 Les priorités de la R&D 211

11.2.1 Consolider et développer un mix énergétique décarboné 211

11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone 212

11.2.3 Adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux 212

11.3 L'international et les partenariats 213

11.4 Politique de propriété intellectuelle 213

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. Les ressources fossiles s'épuisent, les réchauffements climatiques impliquent 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, etc. Le développement rapide de pays émergents déplace les zones de consommation. Le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie donne de nouvelles opportunités au métier d'électricien. Les clients, consommateurs, deviennent aussi producteurs. Ils souhaitent mieux consommer, vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes 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.

Afin de tenir l'engagement de 3x20 [1] à 2020, l'Union européenne a défini un « *Strategic Energy Technology Plan* » qui donne une feuille de route des développements et déploiements de technologies clés concernant notamment les énergies solaires, la capture et stockage du carbone, l'efficacité énergétique et les villes durables. Elle s'appuie pour y parvenir sur des partenariats publics-privés auxquels EDF participe activement, permettant de partager les risques.

Aux Etats-Unis un nombre important d'Etats affiche des objectifs d'énergies renouvelables de mêmes ordres de grandeurs que ceux envisagés en Europe [2]. En Chine, le développement de moyens de production est en très forte croissance sur l'ensemble du mix, mais à horizon 2020 le charbon dominera encore le mix énergétique.

Les enjeux scientifiques et technologiques à venir ont une dimension mondiale mais pour certains d'entre eux, comme pour la capture et le stockage du carbone, la dimension géographique est très importante.

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 2010, le montant global du budget de recherche et développement d'EDF s'est élevé à 486 millions d'euros. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. De l'ordre de 70 % du budget est alloué 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.

Près de 19 % de ce budget ont été consacrés à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur de la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables, 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, plus de 370 docteurs et près de 200 doctorants. 200 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Elle embauche chaque année une centaine de personnes. La Direction R&D est composée de 15 départements. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. 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.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF sur le Campus de Paris-Saclay. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe et des étudiants en thèse. Au travers de cette décision, EDF donne une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. 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.

La R&D est à ce jour organisée autour de six sites en Europe : trois sont situés en région parisienne, un en Allemagne, un au Royaume Uni et un en Pologne.

Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent chacun 500 personnes environ. Le centre de Clamart est plus grand avec près de 1 000 personnes. Ces sites abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : le Laboratoire de Mécanique des Structures Industrielles Durables et l'Institut de Recherche et Développement sur l'Énergie Photovoltaïque, et deux centres internationaux de R&D : le *Materials Ageing Insitute* et *l'European Center Laboratories for Energy Efficiency Research*.

En Allemagne, *l'European Institute for Energy Research* (ElfER), institut commun crée en 2002 entre EDF et l'Université de Karlsruhe, rassemble plus d'une centaine de personnes. En 2010 deux nouvelles unités de R&D ont été créées: une équipe commune avec EDF Polska installée à Cracovie en Pologne et un centre commun avec EDF Energy à Londres.

Aux Etats-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 et le *Department of Energy* s'est vu allouer un budget en forte croissance (36,7 milliards de dollars américains en 2009 contre 5,8 milliards en 2007). En ce qui concerne l'électricité, l'*Electric Power Research Institute* (EPRI) est l'un des partenaires clé de R&D. Il fournit technologies et analyses économiques et stratégiques à ses membres qui représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux Etats-Unis et rassemblent environ 40 pays. Depuis plusieurs années, une équipe de chercheurs de la R&D est détachée aux Etats-Unis et travaille en étroite collaboration avec l'EPRI et EDF Inc. 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 CO_2. L'équipe développe

1. *20 % de réduction des gaz à effet de serre, 20 % d'augmentation de l'efficacité énergétique et 20 % d'énergie renouvelables d'ici 2020.*
2. *Source EPRI, http://mydocs.epri.com/docs/SummerSeminar09/Specker09SumSem.pdf et www.dsireusa.org*

également des partenariats avec des partenaires académiques ou industriels sélectionnés pour leur expertise.

Pour la réalisation de ses travaux, EDF s'est doté de moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Elle développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels. Le Groupe a fait en 2010 l'aquisition d'un nouveau supercalculateur comportant l'équivalent de 16 000 processeurs. Ce supercalculateur scientifique permet de représenter numériquement, avec une précision inégalée, les phénomènes et les systèmes qui sont au cœur des métiers d'EDF : évolution des aciers ou des matériaux, étude poussée des écoulements turbulents, systèmes de gestion de dizaines de millions de compteurs intelligents… La puissance de calcul de cet équipement ainsi que sa capacité à traiter de grandes quantités de données placent EDF au tout premier rang mondial des grands industriels dans ce domaine.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique…), 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.

11.2 Les priorités de la R&D

La R&D renforce sa capacité à 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 réduire des freins à l'industrialisation (une équipe dédiée sélectionne des projets, organise et anime leur industrialisation, protège et valorise la propriété intellectuelle et/ou le potentiel d'expertise) d'une part, et développer une ouverture sur l'innovation externe, analyser, sélectionner et le cas échéant mettre en démonstration des innovations externes et construire des réseaux de relais dans les métiers d'autre part.

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'affaire 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 mix énergétique décarboné ;
- favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone ;
- adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux.

11.2.1 Consolider et développer un mix 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 les performances d'exploitation et optimiser la durée de fonctionnement des moyens de production en toute sûreté. Elle anticipe et se prépare à des exigences environnementales plus sévères.

Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables et examiner la faisabilité industrielle de la capture et du stockage du carbone.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille d'une part à augmenter la durée de vie des centrales existantes et d'autre part à la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de génération 4. Le vieillissement des installations de production, la montée en puissance des contraintes environnementales et les exigences renforcées de performances dans un contexte compétitif imposent à EDF de disposer de nouvelles classes d'outils pour dégager des marges sur ses installations industrielles et se préparer aux grandes mutations qui impliquent souvent un rôle accru des technologies de l'information. Pour faire face à ces enjeux, EDF développe, en complément à des moyens d'essai expérimentaux, les performances de la simulation numérique, prépare les outils capables de gérer les nouveaux challenges posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

La deuxième priorité est celle du 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. Ainsi pour appuyer le développement opérationnel du Groupe, la R&D acquiert les compétences technologiques permettant de saisir des opportunités.

La R&D travaille en outre à définir les modalités d'insertion des énergies renouvelables dans le mix énergétique. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions, notamment de stockage, permettant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes.

La troisième priorité est celle du captage et du stockage du carbone. Pour limiter l'impact sur l'environnement des centrales thermiques, le captage du CO_2 par traitement des fumées est adapté à la rénovation des centrales existantes. Avec le soutien de l'ADEME et de ses partenaires, EDF construit un démonstrateur de recherche de captage de CO_2 sur la centrale de production d'électricité au charbon EDF du Havre. La technologie, qui sera testée sur le CO_2 présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, est celle du « captage post-combustion aux amines ». Ce démonstrateur de recherche aura pour objectif de réduire la consommation d'énergie de l'installation et il permettra 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 performantes pour le captage et le stockage du CO_2.

11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques ainsi que l'ouverture de la concurrence donnent aux clients la possibilité d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie. Pour répondre à ces attentes, EDF développe une nouvelle approche tarifaire incitant à une gestion dynamique de la demande, propose des solutions énergétiques efficaces dans le nouveau cadre réglementaire, modernise sa relation client grâce aux nouvelles technologies de l'information, expérimente les « *smart grids* » et prépare le développement des nouveaux usages et des « *smart cities* ».

Dans ce contexte, la R&D se positionne sur plusieurs axes prioritaires. D'abord, l'intégration des nouvelles technologies de l'information aux réseaux notamment, mais aussi dans l'habitat, rend le client acteur du système et lui permet de gérer ses flux d'énergie localement. Ainsi, le premier axe est d'améliorer la connaissance des clients et de leurs demandes de sorte à innover dans les modes et outils de la relation client ainsi que dans les offres de fourniture et permettre aux clients du groupe EDF d'être acteurs énergétiques.

Ceci demande aussi de concevoir et valider des solutions énergétiques de référence. Aussi le second axe concerne l'innovation sur de nouveaux usages pour l'électricité, ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur et sur des bâtiments plus économes.

Enfin, dans une optique de développement durable, les villes optimisent à maille locale les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et deviennent ainsi des « *smart cities* ». Elles ont besoin d'innovations notamment pour accompagner la mobilité électrique. La R&D s'investit dans plusieurs expérimentations de ce type en Europe. Le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. En complément des travaux sur les performances et la sécurité des batteries électriques, la R&D étudie des infrastructures et des stratégies de recharge adaptées à ce nouveau mode de consommation, ainsi que leurs validités sur le terrain. La R&D participe à l'opération de démonstration KLEBER à Strasbourg (85 véhicules hybrides rechargeables, 130 bornes de charge situées à domicile, en parking, en voirie…) tant sur des essais de validation des infrastructures de charge que sur des études d'usages livrant des enseignements techniques et sociétaux (exigences fonctionnelles vis à vis du véhicule ou des infrastructures mais aussi organisationnelles). Des études permettant d'intégrer la mobilité aux schémas de cohérence territoriaux et aux plans locaux d'urbanisme sont également menées en France (Nice, Mulhouse) et en Allemagne (Karlsruhe). D'autres travaux portent sur l'influence de la morphologie urbaine (morphologie, localisation des bâtiments, ensoleillement spécifique…) sur la demande énergétique. Dans ce cadre, en partenariat avec la *London School of Economics* (LSE), quatre villes sont étudiées (Londres, Paris, Berlin, Istanbul) avec plusieurs typologies urbaines et de nombreux échantillons par typologie.

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 productions et les besoins en réseaux ; comment développer des systèmes de gestion de l'énergie à la maille locale ; et à plus grande échelle, jusqu'où développer les infrastructures réseaux et comment optimiser des flux d'électricité en Europe ?

L'évolution vers des réseaux électriques plus intelligents, dits « *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 fixé plusieurs priorités. En premier lieu, pour anticiper l'arrivée de nouvelles technologies et l'évolution du paysage énergétique, elle établit des scénarios prospectifs, modélise et optimise l'économie de l'énergie (environnement macro-économique 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 offre-demande.

La seconde priorité est d'insérer la production intermittente décentralisée en apportant des solutions innovantes pour résoudre les problèmes d'exploitation (tenue de la tension, etc.) et de raccordement.

L'amélioration de la gestion des actifs de réseau (vieillissement, automatisation, solutions de comptage) est la troisième priorité. Ces travaux mettent en œuvre des essais en laboratoire de la modélisation du vieillissement des matériels. La R&D travaille aussi à l'augmentation de l'automatisation des réseaux pour en optimiser qualité et coûts.

Enfin, les travaux portent sur les systèmes électriques et les *super grids*. L'insertion des énergies renouvelables peut profondément modifier les fondamentaux technico-économiques et faire émerger de grands réseaux à courant continu en Europe mais aussi ailleurs dans le monde.

Les innovations technologiques impactent les métiers du commerce, des réseaux et de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Elles conduisent à des modifications profondes des systèmes électriques et énergétiques locaux. Elles ont également un impact sur les fondamentaux technico-économiques du système électrique européen. Ainsi, les trois thématiques, (*smart grids*, *smart cities* et *super grids)*, sont transverses et nécessitent une cohérence système dans les orientations de recherche des métiers et des interactions entre métiers. Dans ce contexte il est important pour la R&D de développer plus encore sa capacité à maîtriser des systèmes complexes en renforçant ses compétences intégratrices sur des sujets aux croisements de différents métiers et en accompagnement de la stratégie.

11.3 L'international et les partenariats

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, EDF noue de nombreux partenariats dans le monde. Ils ont 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 tant au niveau national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années 12 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. La dynamique de création de partenariats, en voie de stabilisation en France, doit encore se poursuivre en Europe et aux États-Unis pour accompagner le développement international du groupe EDF.

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 reconnaissance de ces laboratoires dans la communauté scientifique et technique passe aussi par leur évaluation externe assurée par l'Agence (française) d'Évaluation de la Recherche et de l'Enseignement Supérieur (AERES). Tel fût le cas en 2009, à titre d'exemple pour l'Institut de Recherche et Développement sur l'Énergie Photovoltaïque, laboratoire commun à EDF, au CNRS et à l'ENSCP.

La R&D soutient également quatre chaires d'enseignement et de recherche ciblées, notamment dans le cadre de la Fondation pour les Energies de Demain.

En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets européens. Et, grâce aux collaborations avec *l'Energy Technology Institute, l'Engineering and Physical Sciences Research Council* et avec différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale britannique.

En 2010, deux unités de R&D ont été créées, l'une en Pologne et l'autre au Royaume Uni. 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 développement du nucléaire au Royaume Uni. L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions du thermique charbon et de la co-combustion biomasse. La création d'autres unités de R&D en dehors de la France est à l'étude.

Par ailleurs, afin de préparer l'avenir, la R&D participe à deux *Knowledge and Innovation Communities* (KIC) [1]. 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 bio-carburants, les énergies renouvelables, la séquestration et le stockage du CO_2 et le nucléaire.

Enfin, en 2010, la R&D s'est impliquée dans la dynamique « Programme des Investissements d'Avenir » initiée par le gouvernement français et a contribué au montage de projets « démonstrateurs *smart grids* » du Groupe.

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.

Brevets

Fin 2010, le portefeuille d'EDF comprend 418 innovations brevetées et protégées par 1 225 titres de propriété en France et à l'étranger.

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de soixante 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. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

1. *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 via le dépôt de brevets et la création de start-up.*

12

INFORMATIONS SUR LES TENDANCES

12.1 Événements postérieurs à la clôture 216

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2011 216

12.3 Mise en place et impact de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) 217

12.4 Incidence potentielle pour le groupe EDF de l'accident nucléaire au Japon 217

12.1 ●● Événements postérieurs à la clôture

Cession d'EnBW
Le 17 février 2011, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 45,01 % dans EnBW au Land du Bade-Wurtemberg pour environ 4,7 milliards d'euros (voir section 6.3.2 (« Allemagne – EnBW »)).

Cette cession se traduit par le versement d'un montant d'environ 4,5 milliards d'euros, qui vient compléter l'acompte de 169 millions d'euros reçu le 16 décembre 2010. Cette transaction permet au Groupe de réduire son endettement de 7,3 milliards d'euros (dont 0,2 milliard d'euros sur 2010 et 7,1 milliards d'euros sur 2011).

Elle annule également l'option de vente à EDF International de 25 % des actions EnBW détenues par OEW et fait ainsi disparaître l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros au titre de cette option dans les comptes du Groupe.

Arrêté des comptes d'Edison
Le Conseil d'administration d'Edison a arrêté les comptes 2010 le 21 mars 2011. Ils font état d'un résultat net part du groupe de 21 millions d'euros (240 millions d'euros en 2009). Ce montant comprend des dépréciations d'actifs à hauteur de 407 millions d'euros, dont 213 millions relatifs à une révision à la baisse des réserves du champ d'hydrocarbures d'Aboukir ainsi qu'une provision pour risques liée à la situation en Egypte. Des dépréciations à hauteur de 154 millions d'euros ont également été constatées pour tenir compte de la résiliation anticipée de certains contrats CIP6/92 et quelques actifs mineurs, ainsi que d'une dépréciation de 40 millions d'euros liée à la baisse de la valeur de marché d'un actif thermique disponible à la vente en Italie. Compte tenu du résultat social net négatif d'Edison, aucun dividende ne sera versé aux actionnaires en 2011 au titre de l'exercice 2010. Pour le groupe EDF, ceci ne remet pas en cause les comptes de l'année 2010, ces éléments ayant été anticipés et provisionnés. Voir la section 6.3.3.1 (« Edison »).

Augmentation des tarifs et taxes en France
Le Premier Ministre a demandé aux ministres de l'Économie et de l'Énergie, de saisir pour avis la Commission de régulation de l'énergie d'une proposition de hausse des tarifs réglementés de l'électricité de 1,7 % au 1er juillet 2011. Le gouvernement proposera en outre dans le prochain projet de loi de finances que le relèvement de 0,3 centimes d'euros par kWh de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) prévu le 1er janvier 2012 ait lieu pour moitié le 1er juillet 2011 et pour moitié le 1er juillet 2012. Cela se traduirait par une hausse de 1,2 % de la facture des clients à chacune de ces échéances. Au total, jusqu'au 30 juin 2012, la facture augmenterait de 2,9 % pour les clients résidentiels.

Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange visant les actions de la société EDF Energies Nouvelles
EDF a annoncé le 8 avril 2011 le lancement d'une offre publique alternative d'achat ou d'échange sur les 50 % du capital d'EDF Energies Nouvelles que le Groupe ne détient pas. L'offre comporte une branche en numéraire au prix de 40 euros par action EDF Energies Nouvelles (coupon détaché) et une branche en titres, à raison de 13 actions EDF pour 11 actions EDF Energies Nouvelles (coupon détaché). Le projet de note d'information a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 8 avril 2011. Le calendrier indicatif de l'opération prévoit l'ouverture de l'offre au plus tard le 26 mai 2011 et sa clôture le 15 juin 2011. Par un engagement d'apport signé le 8 avril 2011, le groupe Mouratoglou, actionnaire à 25,09 % de la société EDF Energies Nouvelles, a pris l'engagement d'apporter la totalité des actions qu'il détient à l'offre, pour moitié à l'offre en numéraire et pour moitié à l'offre en titres.

EDF Energies Nouvelles Réparties cède sa participation dans Tenesol au groupe Total
EDF ENR a annoncé le 14 avril 2011 la signature d'un protocole d'intention avec le groupe Total portant sur la cession à ce dernier de la participation de 50% que le groupe EDF EN détenait dans la société Tenesol via EDF ENR, sa filiale à 50/50 avec EDF.

Ce projet de cession porte sur l'ensemble des activités de la société Tenesol à l'exception de l'activité Outre-Mer. Cette dernière, qui concerne le développement et surtout la gestion pour compte propre et compte de tiers d'une cinquantaine de mégawatts de centrales solaires dans les DOM-TOM, sera regroupée dans une société nouvellement créée, qui restera détenue à parité par EDF ENR et Total Energie Développement (TED).

12.2 ●● Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2011

Le prix du baril de brut s'inscrit en forte hausse (à 100,5 dollars/bl en moyenne, +32,5% par rapport à janvier-février 2010) dans un contexte de difficultés d'approvisionnement en janvier et de troubles politique dans les pays arabes producteurs de pétrole par la suite. Après un mois de janvier relativement atone, les prix du charbon, du gaz et du CO2 progressent à leur tour dans le sillage du pétrole (s'établissant respectivement en moyenne à 118,5 dollars/t, 58,6 livres/therm et 14,8 euros/t, en hausse de +23 %, +37% et +13 % par rapport aux deux premiers mois de 2010).

Les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité sur les deux premiers mois de l'année 2011 se sont négociés, en moyenne et en base, à 52,4 euros/MWh en France (+2,7 euros/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2010), 50,5 euros/MWh en Allemagne (-2,6 euros/MWh) et 55,9 euros/MWh en Angleterre (+13,9 euros/MWh). La consommation française d'électricité s'est repliée par rapport aux deux premiers mois de 2010 du fait de températures relativement clémentes. Toutefois, les prix spot français et anglais ont été soutenus par un complexe combustible plus onéreux qu'au début de l'année 2010. En Allemagne, une production éolienne conséquente a conduit à une utilisation limitée des moyens de production thermique au moins de février.

Les prix à terme de l'électricité ont essentiellement suivi les évolutions des prix du gaz et du charbon exprimés en euros dans un contexte d'équilibre *offre-demande* électrique détendu en Europe. Les prix des contrats annuels base se sont négociés en moyenne à 53,9 euros/MWh en France (+2,7 euros/MWh), 52,3 euros/MWh en Allemagne (+3,1 euros/MWh) et 58,2 euros/MWh en Angleterre (+13,7 euros/MWh). Ils ont clôturé le mois de février à respectivement 54,7, 53,2 et 60,0 euros/MWh. Ainsi, après un mouvement de baisse au cours du mois de janvier, la croissance des prix au cours du mois de février a permis aux contrats à terme de retrouver leurs niveaux de fin décembre 2010.

12.3 ●● Mise en place et impact de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Au regard des informations dont il dispose à la date du présent document de référence, le groupe EDF estime qu'avec un prix initial de l'ARENH fixé à 42 euros/MWh et une mise en oeuvre au 1er juillet 2011, il n'y aurait pas d'impact significatif sur les résultats du Groupe.

En revanche toute variation de 1 euro/MWh aurait un impact estimé à 40 millions d'euros sur l'EBITDA du groupe EDF sur le second semestre de l'année. Il convient de noter que cette estimation est sensible à différentes hypothèses, en particulier celles relatives au nombre de compétiteurs souhaitant bénéficier de cet accès, aux volumes d'électricité associés, et enfin à la date de mise en oeuvre de cet accès.

12.4 ●● Incidence potentielle pour le groupe EDF de l'accident nucléaire au Japon

Les centrales nucléaires opérées par le groupe EDF sont en conformité avec les référentiels de sûreté édictés par les autorités administratives en charge dans les différents pays où elles sont implantées. En outre, lors des visites périodiques (Visites Décennales ou autres), ce référentiel est rehaussé de telle sorte qu'il soit conforme aux meilleures pratiques actuelles en vigueur et les investissements nécessaires pour atteindre le niveau attendu sont effectués.

L'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima suite au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 au Japon a conduit les autorités administratives des différents pays où le Groupe est présent à réagir à la fois :

- sur les centrales en exploitation :
  - en Europe, la Commission a annoncé que les 27 États membres se sont accordés pour réaliser « des tests de résistance » des centrales nucléaires européennes qui auraient lieu à partir du deuxième semestre de l'année ;
  - en France, dans sa lettre du 23 mars au Président de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, le Premier Ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'un contrôle de la sûreté des centrales nucléaires françaises. L'ASN, qui veillera à la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, doit en établir le cahier des charges sous un mois et en rendre les premières conclusions avant la fin 2011 ;
  - en Belgique, le gouvernement réaffirmé qu'il avait décidé de sortir de l'énergie nucléaire en 2025 ;
  - aux États-Unis, l'autorité de sûreté américaine (NRC) va réaliser une évaluation de la sûreté des centrales nucléaires en exploitation. La NRC, par un communiqué du 18 mars 2011, a ainsi annoncé des inspections détaillées des 23 réacteurs américains de conception identique à Fukushima, dont Nine Mile Point 1. Les 23 mars 2011, la NRC a décidé de conduire des analyses à court et long termes du retour d'expérience à tirer de l'accident au Japon. Un groupe de travail va effectuer un bilan de la sûreté des centrales americaines et fournira des mises à jour tous les 30 jours pendant 3 mois. Une évaluation à long terme de 6 mois lui succédera et des actions seront recommandées ensuite. Les pouvoirs publics, par la voix du Président Obama et du Secrétaire d'État à l'Énergie, ont maintenu leur soutien à l'industrie nucléaire aux États-Unis ;
  - en Allemagne, le Gouvernement a annoncé un moratoire de trois mois sur l'allongement de la durée de vie des réacteurs allemands ;
  - en Chine, le Conseil d'État a exigé que les départements concernés réalisent les vérifications de sûreté dans les centrales existantes.
- sur les projets de nouvelles centrales :
  - au Royaume-Uni, le Secrétaire d'État à l'Énergie a demandé un rapport détaillé à l'Inspecteur en Chef Nucléaire, ce qui pourrait entrainer un décalage dans l'approbation du « *Generic Design Assessment* » de l'EPR dans ce pays ;
  - en Italie, le gouvernement a décrété un moratoire d'un an sur la reprise du programme nucléaire dans le pays ;
  - en Suisse, le gouvernement a annoncé la suspension des procédures en cours concernant les trois demandes d'autorisation pour de nouvelles centrales nucléaires, déposées par Axpo, Alpiq et FMB ;
  - en Chine, le processus d'approbation des nouvelles centrales nucléaires a été suspendu en attendant que les standards de sûreté soient révisés. Avant d'approuver les standards de sûreté révisés, toutes les nouvelles centrales nucléaires, y compris les projets en pré-construction, doivent être suspendus.

Le Groupe anticipe que le retour d'expérience lié à l'accident nucléaire au Japon de mars 2011 pourrait conduire les autorités administratives en charge du nucléaire dans les différents pays où il opère, à conduire des inspections et à rehausser le référentiel de sûreté nécessaire à la poursuite des activités sans pour autant qu'il soit possible d'en mesurer à ce stade les conséquences économiques.

13 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

2011 s'ouvre dans un environnement économique marqué par une légère reprise économique en Europe, une inflation modérée et une dépréciation du dollar et de la livre sterling par rapport à l'euro ainsi que des politiques économiques caractérisées par une attention accrue à la maîtrise de la dépense publique et une anticipation de resserrement progressif des politiques monétaires.

Dans ce contexte, la demande d'électricité devrait être également en croissance modérée, et les prix de gros en légère hausse en France et au Royaume-Uni. La hausse du charbon continuera à peser sur les marges (« *dark spread* »), notamment au Royaume-Uni. L'activité devrait être assez stable dans les autres pays composant l'international.

Le Groupe se fixe en conséquence les objectifs financiers suivants pour 2011 :

- réaliser une hausse significative de son EBITDA. Cette progression s'appuie principalement sur un objectif de croissance organique (à périmètre et taux de change constants, après mise en équivalence de RTE EDF Transport et avec une fin du dispositif TaRTAM au 30 juin 2011 et un prix de l'ARENH fixé à 42 €/MWh) compris entre 4 et 6 % ;
- assurer la stabilité financière du Groupe avec un ratio dette nette/EBITDA compris entre 2 et 2,2, hors opération significative de croissance externe ;
- un dividende au moins stable par rapport à 2010.

En France, grâce à un plan d'actions permettant de maximiser la valeur du productible nucléaire, la production nucléaire devrait s'établir en 2011 entre 408 et 415 TWh avec un coefficient de disponibilité (Kd) a minima de 78,5 % (concernant les objectifs de Kd, voir aussi la section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques » – « Production et performances techniques »)).

L'atteinte de ces objectifs de croissance doit permettre de dégager un cash flow opérationnel important pour financer les investissements opérationnels. Ces investissements concernent essentiellement le domaine de la maintenance industrielle en France, ce qui conditionne dans la durée la performance du parc de production et des réseaux. Ils contribuent également au développement de nouvelles capacités de production génératrices d'EBITDA et de cash flow :

– en France : poursuite des investissements dans l'EPR de Flamanville, et dans de nouvelles capacités de production de semi base et de pointe ;
– à l'international et dans les autres activités : cycle combiné au Royaume-Uni, nouveau nucléaire au Royaume-Uni et en Chine, nouvelles capacités éoliennes et solaires chez EDF Énergies Nouvelles, etc.

Ces objectifs sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiés en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique propres à l'année 2011 ou consécutifs à l'accident nucléaire au Japon. 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 oeuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 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 **222**

14.1.1 Composition du Conseil d'administration 222

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration 228

14.2 Comité exécutif **231**

14.2.1 Composition du Comité exécutif 231

14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 231

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale **233**

14.3.1 Absence de liens familiaux 233

14.3.2 Absence de condamnation pour fraude 233

14.3.3 Conflits d'intérêts 233

14.1 Conseil d'administration

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers sont élus 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'Etat nommés par décret.

Au cours de l'exercice 2010, M. Jean-Dominique Comolli, Commissaire aux Participations de l'Etat assurant la direction générale de l'Agence des Participations de l'État (APE), a été nommé administrateur représentant l'Etat par décret du 29 septembre 2010, en remplacement de M. Bruno Bézard.

A la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend 6 administrateurs élus par les salariés, 6 administrateurs représentant l'Etat et 6 administrateurs élus par l'Assemblée générale, dont les mandats arriveront à terme le 22 novembre 2014 à minuit.

Le tableau ci-après indique à la date de dépôt du présent document de référence 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

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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 [1] Né le 29 juin 1949 Président-Directeur Général depuis le 25 novembre 2009 Président du Comité de la stratégie Administrateur depuis le 8 septembre 2004 Echéance mandat : 22 novembre 2014	Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings Président du Conseil d'administration de Transalpina di Energia Président de la Fondation EDF Diversiterre Président de l'association Electra Administrateur d'Edison Administrateur d'EDF International Administrateur de Veolia Propreté Administrateur de Veolia Environnement Membre du Conseil de surveillance de Veolia Eau Administrateur de CNP Assurances Administrateur de Dassault Aviation Administrateur de Natixis Administrateur de Fomento di Construcciones y Contratas (FCC) Administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain 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'activités International d'importance vitale	Président du Conseil d'administration de Veolia Transport Président du Conseil d'administration de Veolia Propreté Président d'EDF Energy UK Président du Conseil d'administration de Veolia Environnement Président-Directeur Général de Veolia Environnement Président du Conseil d'administration de Veolia Water Gérant de Veolia Eau Membre du Conseil d'administration de Veolia Environnement North America Operations Membre du Conseil d'administration de Veolia Environmental Services UK Membre du Conseil d'administration de Veolia Transport Australasia Membre du Conseil d'administration de Veolia Transport Northern Europe Membre du Conseil d'administration de Veolia Environmental Services Australia Membre du Conseil d'administration de Veolia Environmental Services North America Administrateur de Veolia Environmental Services Asia Administrateur de Veolia Environmental Services UK Membre et Président du Conseil de surveillance d'Eolfi Membre et Président du Conseil de surveillance de Dalkia France Membre des Conseils de surveillance A et B de Dalkia Membre du Conseil d'administration de Dalkia International

1. *En application de l'article L. 225-21 du Code de commerce, une personne physique ne peut exercer simultanément plus de 5 mandats d'administrateur de sociétés anonymes ayant leur siège social sur le territoire français (sous réserve des dérogations applicables, notamment, aux mandats détenus dans des sociétés contrôlées). Le code consolidé APEF-MEDEF dispose que, lorsqu'il exerce des fonctions exécutives, un administrateur ne doit en principe pas accepter d'exercer plus de 4 autres mandats d'administrateur dans des sociétés cotées, y compris étrangères, extérieures à son groupe. Outre son mandat de Président-Directeur Général d'EDF, Henri Proglio est aujourd'hui administrateur de 5 sociétés cotées (dont une société étrangère).*

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
		Membre du Conseil d'administration de SARP Industries Membre du Conseil d'administration de Siram Membre du Conseil d'administration de la Société des Eaux de Marseille Membre du Conseil de surveillance de Lagardère Membre du Conseil de surveillance d'Elior Membre du Conseil de surveillance de CNP Assurances Administrateur de SARP Administrateur de Thales Administrateur de Casino Guichard Perrachon Censeur du Conseil de surveillance de la Caisse Nationale des Caisses d'Epargne
Philippe CROUZET Né le 18 octobre 1956 Président du Comité de suivi des engagements nucléaires Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Président du Directoire de Vallourec	Administrateur de Vallourec
Mireille FAUGÈRE Née le 12 août 1956 Présidente du Comité d'éthique Administratrice depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Directrice Générale de l'Assistance Publique - Hôpitaux de Paris **Autres mandats et fonctions exercés :** Administratrice d'Essilor	Présidente de SNCF Voyages Développement Présidente de Voyages-SNCF.com Directrice Générale de SNCF-voyages Administratrice de SNCF Participations
Michael JAY Né le 19 juin 1946 Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Membre indépendant de la Chambre des Lords britannique *(Crossbench member of the House of Lords)* Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords britannique Membre du Sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union Européenne de la Chambre des Lords **Autres mandats et fonctions exercés :** Administrateur de Crédit Agricole SA Administrateur de Valeo SA Administrateur de l'Associated British Foods Administrateur de Candover Investments Président de Merlin (ONG internationale) Membre honoraire du Magdalen College (Université d'Oxford)	Secrétaire Général du *Foreign and Commonwealth Office* *Trustee* au British Council

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
Bruno LAFONT Né le 8 juin 1956 Président du Comité des nominations et des rémunérations Administrateur depuis le 20 mai 2008 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Président-Directeur Général de Lafarge **Autres mandats et fonctions exercées :** **En France :** Président de l'association Entreprises pour l'Environnement **A l'étranger :** Conseiller du maire de la Ville de Chongqing (Chine)	Co-Président de l'Initiative Ciment (*Cement Sustainability Initiative*) au Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (*World Business Council for Sustainable Development*)
Pierre MARIANI Né le 6 avril 1956 Président du Comité d'audit Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia **Autres mandats et fonctions exercés :** Administrateur de Dexia Banque Belgique Administrateur de Dexia Crédit Local Administrateur de Dexia Banque Internationale à Luxembourg	Néant

Administrateurs nommés par l'Etat

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
Pierre-Marie ABADIE Né le 13 juillet 1969 Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de la stratégie Administrateur depuis le 29 août 2007 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'énergie et de du climat rattaché au Ministre de l'Écologie, du développement durable, des transports et du logement, au Ministre de l'Économie, des finances et de l'industrie et au Ministre chargé de l'Industrie, de l'énergie et de l'économie numérique **Autres mandats et fonctions exercés :** Commissaire du Gouvernement à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) Conseil des gouverneurs de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE)	Administrateur de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) Suppléant du Commissaire du gouvernement auprès de Areva NC

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
Jean-Dominique COMOLLI Né le 25 avril 1948 Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations Administrateur depuis le 29 septembre 2010 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Commissaire aux participations de l'Etat au Ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie assurant la direction générale de l'Agence des Participations de l'Etat (APE) **Autres mandats et fonctions exercés :** Membre du Conseil de surveillance d'AREVA Administrateur du Fonds Stratégique d'Investissement Administrateur de France Télécom Administrateur de SNCF Administrateur d'Air France-KLM	Président du Conseil d'administration d'Altadis Vice-président non exécutif de Imperial Tobacco Administrateur de Crédit Agricole Corporate and Investment Bank Administrateur de Calyon Bank Administrateur de Pernod Ricard Administrateur de Casino Guichard Perrachon
Yannick d'ESCATHA Né le 18 mars 1948 Membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires Administrateur depuis le 20 novembre 2004 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Président du Centre National d'Etudes Spatiales (CNES) **Autres mandats et fonctions exercés :** Président du Conseil d'administration de l'Université de technologie de Troyes Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace Participation Administrateur de Thales Membre de l'Académie des technologies	Président du Conseil d'administration de l'École Polytechnique Administrateur de la RATP
Philippe JOSSE Né le 23 septembre 1960 Administrateur depuis le 12 avril 2006 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Directeur du budget au Ministère du Budget, des comptes publics, de la fonction publique et de la réforme de l'État **Autres mandats et fonctions exercés :** Administrateur d'Air France-KLM Administrateur de SNCF	Néant

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
Pierre SELLAL Né le 13 février 1952 Membre du Comité de la stratégie Administrateur depuis le 1er avril 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Ambassadeur de France, Secrétaire général du Ministère des Affaires étrangères et européennes **Autres mandats et fonctions exercés :** Membre du Conseil de surveillance AREVA Membre du Comité de l'énergie atomique Membre du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe Membre du Conseil d'administration de l'École Nationale d'Administration Membre du Conseil d'administration de l'Audiovisuel extérieur de la France Membre du Conseil d'administration de Cultures France Membre du Conseil d'administration de l'Agence nationale des titres sécurisés Membre du Conseil d'administration de la Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art Membre du Conseil d'administration de l'Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires	Représentant permanent de la France auprès de l'union européenne à Bruxelles
Philippe VAN DE MAELE Né le 29 décembre 1961 Membre du Comité d'éthique Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	**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) **Autres mandats et fonctions exercés :** Administrateur de CEMAGREF	Administrateur de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)

Administrateurs élus par les salariés

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
Christine CHABAUTY Né le 19 juillet 1971 Membre du Comité d'éthique Attachée commerciale Grands comptes à la Direction Commerce Administratrice depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : 22 novembre 2014	Conseiller prud'homal	Néant
Alexandre GRILLAT Né le 8 décembre 1971 Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique Directeur d'études à la Direction de la stratégie Administrateur depuis le 14 septembre 2004 Echéance mandat : 22 novembre 2014	Néant	Néant
Philippe MAÏSSA Né le 21 novembre 1949 Membre du Comité d'éthique Ingénieur au Centre d'ingénierie thermique Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Echéance mandat : novembre 2014	Néant	Néant
Philippe PESTEIL Né le 1er septembre 1957 Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique Auditeur interne à la Division technique générale de la Division production et ingénierie hydraulique	Néant	Néant

Nom, prénom, date de naissance, mandat ou fonction exercé 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
Administrateur depuis le 14 septembre 2004 Echéance mandat : 22 novembre 2014		
Jean-Paul RIGNAC Né le 13 mai 1962 Membre du Comité de la stratégie Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et développement Administrateur depuis le 7 novembre 2007 Echéance mandat : 22 novembre 2014	Néant	Néant
Maxime VILLOTA Né le 25 novembre 1959 Membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires Coordinateur politique achats à la mission finances et relations industrielles au CNPE de Tricastain Administrateur depuis le 13 décembre 2006 Echéance mandat : 22 novembre 2014	Néant	Néant

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 Etudes 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. Il est Président des conseils d'administration d'EDF Energy Holdings et Transalpina di Energia. Il est également Président de la Fondation EDF Diversiterre et administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain. Henri Proglio est administrateur de Veolia Propreté et membre du Conseil de surveillance de Veolia Eau. Il est également administrateur de Veolia Environnement, EDF International, Edison, CNP Assurances, Dassault Aviation, Natixis et de Fomento di Construcciones y Contratas (FCC). Il est par ailleurs membre du Comité de l'Énergie Atomique, du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire et Président de l'association Electra. Nommé administrateur en septembre 2004, Henri Proglio est Président-Directeur Général d'EDF depuis novembre 2009.

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). De 1981 à 1986, il fut auditeur puis maître des Requêtes au Conseil d'État. Il rejoignit le Groupe Saint-Gobain en 1986, en tant que Directeur du plan. Au sein de

ce Groupe, il occupa successivement les fonctions de Directeur Général des Papeteries de Condat (1989-1992), de Délégué Général en Espagne et au Portugal (1992-1996), de Directeur de la Division Vitrage Bâtiment (1996), de Directeur de la Branche Céramiques et Plastiques (1996 à 2000), de Directeur Général adjoint en charge des finances, des systèmes d'information et des achats (2000-2005), puis de Directeur Général adjoint et Directeur Général du Pôle Distribution Bâtiment (2005 à 2009). Depuis avril 2009, Philippe Crouzet est Président du Directoire de Vallourec. 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 chez SNCF où elle occupa différentes fonctions opérationnelles liées à l'exploitation ferroviaire puis des responsabilités au sein de la Direction des études. En 1989, 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. De 2003 à 2008, elle fut membre du Comité exécutif de SNCF et Directrice de la Branche voyageurs France Europe. Elle fut Directrice Générale SNCF Voyages de juillet 2008 à décembre 2009. De janvier à août 2010, elle fut Conseillère du Président de SNCF. En septembre 2010, Mireille Faugère est nommée Directrice Générale de l'Assistance publique - Hôpitaux de Paris. Depuis mai 2010, elle est également administratrice d'Essilor. 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 britannique des Lords *(crossbench member of the House of Lords)*. En 2008, il est nommé Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords (Chairman of the House of Lords Appointments Commission). Il est membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne de la Chambre des Lords. Il est administrateur d'Associated British Foods depuis 2006, de Crédit Agricole SA et de Valeo SA depuis 2007 ainsi que de Candover Investments depuis 2008. Il est Président de Merlin, ONG internationale médicale. Michael Jay est également membre honoraire du Magdalen College de l'Université d'Oxford depuis 2004. 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 pusieurs postes à la Direction financière et à l'international. En 1994, il devint Directeur Général adjoint Finance du Groupe et rejoignit le Comité exécutif. En 1998, il devint Président de l'activité plâtre. En mai 2003, il fut nommé Directeur Général délégué du Groupe, puis administrateur le 25 mai 2005. Nommé Directeur Général en janvier 2006, il devient Président-Directeur Général de Lafarge en mai 2007. 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 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. Depuis octobre 2008, il est administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia. Il est membre des conseils d'administration de Dexia Banque Belgique, Dexia Crédit Local et Dexia Banque Internationale à Luxembourg. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

• Administrateurs nommés par l'Etat :

Pierre-Marie Abadie. Né le 13 juillet 1969 à Brest (France), Pierre-Marie Abadie est ancien élève de l'École Polytechnique, diplômé de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et ingénieur général des Mines. Il commença sa carrière comme ingénieur qualité au centre de production des Automobiles Peugeot à Sochaux, puis à Prague comme ingénieur à la Direction de la maintenance de la compagnie CSA (Air France). Il exerça les fonctions de chef du service régional de l'environnement industriel, d'adjoint au Directeur de la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) de Lorraine, puis d'adjoint au chef du bureau « financement et compétitivité des entreprises » avant d'être chef du bureau « financement du logement et des collectivités décentralisées » à la Direction du Trésor. Il fut ensuite conseiller pour les Affaires industrielles au cabinet du Ministre de la Défense de mai 2002 à mai 2007. De juillet 2007 à juillet 2008, il fut Directeur de la demande et des marchés énergétiques à la Direction Générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP). Depuis juillet 2008, il est Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'énergie et du climat (DGEC) rattachée au Ministre de l'Ecologie, du développement durable, des transports et du logement, au Ministre de l'Économie, des finances et de l'industrie et au Ministre chargé de l'Industrie, de l'énergie et de l'économie numérique. Il est également Commissaire du gouvernement à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs et siège au conseil des Gouverneurs de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il fut administrateur de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie en 2007 et 2008. Il est administrateur d'EDF depuis août 2007.

Jean-Dominique Comolli. Né le 25 avril 1948, Jean-Dominique Comolli est ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA), diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et titulaire d'un diplôme d'études supérieures de sciences économiques. En 1977, il a rejoint la direction du Budget. Conseiller technique au cabinet de Laurent Fabius au ministère du Budget de 1981 à 1983, il fut ensuite chargé de mission au cabinet de Pierre Mauroy, à Matignon jusqu'en 1984. De 1984 à 1986, Jean-Dominique Comolli fut conseiller technique au cabinet de Laurent Fabius à Matignon, puis jusqu'en 1988, sous-Directeur des pouvoirs publics, des relations internationales et des établissements publics administratifs à la direction du Budget. En mai et juin 1988, il fut Directeur adjoint du cabinet de Pierre Bérégovoy au ministère de l'Économie, des finances et du budget puis Directeur du cabinet de Michel Charasse au ministère délégué au Budget. En 1989, il fut nommé Directeur Général des Douanes et Droits Indirects au Ministère chargé du Budget. Président-Directeur Général de la Société nationale d'exploitation industrielle des tabacs et allumettes (SEITA) dès 1993, il fut nommé en 1999 co-Président-Directeur Général, Président de la commission exécutive d'Altadis avant d'être nommé en 2005 Président du Conseil d'administration d'Altadis. Il fut vice-Président non exécutif d'Imperial Tobacco de 2008 à 2010. Jean-Dominique Comolli est, depuis le 15 septembre 2010, Commissaire aux participations de l'État au Ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie. Il est membre du Conseil de surveillance d'Areva. Il est également administrateur de France Télécom, de la SNCF et du Fonds stratégique d'investissement et d'Air France-KLM. Il est administrateur d'EDF depuis le 29 septembre 2010.

Yannick d'Escatha. Né le 18 mars 1948 à Paris (France), Yannick d'Escatha est ancien élève de l'École Polytechnique et ingénieur du corps des Mines. Enseignant-chercheur à l'École Polytechnique, à l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et à l'École Nationale Supérieure des Techniques Avancées. Chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il fut nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'État sur le programme électronucléaire français. En 1982, Il fut détaché auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), spécialisée dans l'ingénierie nucléaire et notamment dans la propulsion nucléaire navale dont il devint le Directeur Général adjoint en 1987. Il fut nommé Directeur des technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il fut nommé Président de CEA Industrie. En 2000, il fut nommé Directeur Général délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre national d'études spatiales (CNES). Par ailleurs, il est membre de l'Académie des technologies, Président du Conseil d'administration de l'Université de technologie de Troyes. Il est représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation et administrateur de Thales. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Philippe Josse. Né le 23 septembre 1960 à Saintes (France), Philippe Josse est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il commença sa carrière au Sénat en tant qu'administrateur puis la poursuivit au Ministère de l'Économie et des finances, y exerçant notamment les fonctions de Directeur adjoint du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme budgétaire, de Directeur du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme de l'État, et parallèlement de Directeur adjoint du cabinet du Ministre de l'Économie, des finances et de l'industrie. En mars 2006, il est nommé Directeur du budget au Ministère du Budget, des comptes publics, de la fonction publique et de la réforme de l'État. Il est administrateur d'Air France-KLM et de SNCF. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2006.

Pierre Sellal. Né le 13 février 1952 à Mulhouse (France), Pierre Sellal est ancien élève de la Faculté de Droit et de Sciences Économiques de Strasbourg et de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il commença sa carrière comme Secrétaire des Affaires étrangères à la Direction des Nations-Unies de 1977 à 1980, puis devint conseiller technique au cabinet du Ministre du Commerce extérieur (1980-1981). 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 Secrétaire Général adjoint du Secrétariat général 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 novembre 2008. Pierre Sellal est Secrétaire Général du Ministère des Affaires étrangères et européennes depuis le 14 avril 2009. Il est membre du Comité de l'énergie atomique et du Conseil de surveillance d'Areva. Pierre Sellal est également administrateur de l'Audiovisuel extérieur de la France (AEF), de l'École Nationale d'Administration et de l'Institut du monde arabe. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2009.

Philippe Van de Maele. Né le 29 décembre 1961 à Neuilly-sur-Seine (France), Philippe Van de Maele est ancien élève de l'École Polytechnique, ingénieur général des Ponts et Chaussées. Il fut responsable au sein de la Direction départementale de l'équipement de Haute-Garonne de 1987 à 1991 et de la Direction départementale de la Martinique de 1991 à 1994, puis entra au ministère de l'Outre-Mer en tant que conseiller technique de Dominique Perben pour les questions d'environnement, d'infrastructures et de logement. La réforme du financement des logements sociaux fut alors l'une de ses principales missions. Fort de cette expérience, il intégra en 1995 le cabinet d'Eric Raoult, Ministre de la Ville, où il contribua à la conception du « pacte de relance pour la ville » avec notamment la création des premières zones franches urbaines (ZFU). En 1998, il rejoignit la Banque inter-américaine de développement à Washington. En 2002, il devint Directeur adjoint du cabinet de Jean-Louis Borloo, Ministre délégué à la ville et à la rénovation urbaine. Il participa à la rédaction et à la mise en œuvre de la loi de programmation pour la ville et la rénovation urbaine et à la création de l'Agence nationale pour la rénovation urbaine (ANRU) dont il devint le premier Directeur Général. En avril 2008, il retrouva Jean-Louis Borloo, Ministre de l'Écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire pour participer à l'élaboration et au suivi des lois de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Philippe Van de Maele est Président Directeur Général de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Il est également administrateur de CEMAGREF. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

• Administrateurs élus par les salariés :

Christine Chabauty. Née le 19 juillet 1971 à Maisons Laffitte (Yvelines), 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 Appui et Pilotage du réseau 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.

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 à EDF en 1996 qu'il effectua d'abord à EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial, puis à la Direction de la stratégie du groupe EDF. Il fut ensuite attaché au Directeur Général délégué d'Électricité de Strasbourg. Alexandre Grillat est désormais Directeur d'études à la Direction de la Stratégie d'EDF. Parrainé par la CFE-CGC, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Philippe Maïssa. Né le 21 novembre 1949 à Nice (France), Philippe Maïssa est diplômé de l'École Nationale Supérieure des Industries Chimiques de Nancy. Après avoir occupé des postes dans l'industrie chimique, puis au Centre d'études et recherches de Charbonnages de France, il entra à EDF en 1994. Il est actuellement ingénieur dans le domaine de la combustion et des chaudières au Centre d'ingénierie thermique d'EDF. Parrainé par la CGT, élu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Philippe Pesteil. Né le 1er septembre 1957 à Saint-Merd-de-Lapleau (France), Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon. Il rejoignit EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement auditeur interne au sein de la Division production et ingénierie hydraulique d'EDF, à Grenoble. Parrainé par la CFDT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

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 à EDF. Il débuta sa carrière à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le centre nucléaire de production d'électricité de Tricastin en 1987. Il est coordinateur politique achats à la centrale nucléaire de Tricastin. 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, dont la composition a été remaniée courant 2010, au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines (voir la 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
Vincent de Rivaz	Directeur Général d'EDF Energy
Marianne Laigneau	Directeur des Ressources humaines du Groupe EDF
Pierre Lederer	Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading
Denis Lépée	Conseiller du Président, Secrétaire du Comité exécutif
Hervé Machenaud	Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie
Jean-Louis Mathias	Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, IT, Gaz et Energies Renouvelables
Thomas Piquemal	Directeur Exécutif Groupe Finances
Alain Tchernonog	Secrétaire Général

14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marianne Laigneau. 47 ans, ancienne élève de l'Ecole Normale Supérieure de Sèvres et de l'ENA, agrégée de lettres classiques et diplômée de l'IEP de Paris, Marianne Laigneau est Conseiller d'Etat. A sa sortie de l'ENA, Marianne Laigneau intègre le Conseil d'Etat et est notamment conseiller juridique du ministère de la coopération, chargée de mission pour la coopération internationale au Commissariat à la réforme de l'Etat, rapporteur de la Commission de Déontologie, Discipline Budgétaire et Financière, membre des missions électorales de l'ONU au Mozambique et de l'UE à Gaza. En 1997, elle est détachée au Ministère des affaires étrangères et occupe 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'Etat, elle est 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 rejoint Gaz de France comme Chef du service des Affaires Institutionnelles à la Direction générale, puis en septembre 2004 devient Déléguée aux Affaires publiques. Elle a rejoint le Groupe EDF en 2005 comme Directeur Juridique puis Secrétaire Général adjoint et devient en 2007 Secrétaire Général, membre du Comex. Nommée Directeur Délégué Ressources Humaines Groupe en janvier 2010, Marianne Laigneau est membre du Comité exécutif d'EDF depuis le 1er décembre 2010 et est actuellement Directeur des Ressources Humaines Groupe.

Pierre Lederer. 62 ans, diplômé de sciences physiques et de mathématiques. Pierre Lederer intègre EDF en 1974 où il occupe différentes responsabilités au Service des Études Économiques Générales, au Service des Mouvements d'Énergie et au Service de la Production Thermique. Il est nommé Chef du Service des Études Économiques Générales en 1992, Directeur de la Stratégie en 1996, puis Directeur au Pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoint en 2000 le Directoire exécutif d'EnBW, troisième énergéticien allemand alors détenu à hauteur de 45 % par EDF, et devient Vice-Président du Directoire en 2007. En qualité de « Chief Operating Officer », il pilote notamment l'élaboration des processus commerciaux dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'énergie. Il a également mis en place l'optimisation de la chaîne de valeur, la gestion des risques de marché et lancé le renouvellement du parc de production de l'entreprise. En février 2009, Pierre Lederer est nommé Directeur Général Adjoint d'EDF, en charge du Commerce. Il s'attache à redéfinir les objectifs stratégiques de la Direction Commerce : satisfaire le client, placer l'efficacité énergétique au cœur du métier, accompagner les clients dans la réduction des émissions de CO_2, développer les téléservices énergétiques. Pierre Lederer est actuellement Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading.

Denis Lépée. 42 ans, diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris, licencié en histoire et titulaire d'un DEUG de philosophie. 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 de 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.

Hervé Machenaud. 63 ans, ancien élève de l'École Polytechnique (1968), ingénieur de l'École des Ponts et Chaussées et diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Hervé Machenaud commence sa carrière au Ministère du Plan de la Côte d'Ivoire en 1973 comme Directeur de la Division d'Aménagement urbain, puis effectue 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 rejoint 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'occupe du développement du Groupe en Chine, notamment pour ce qui concerne la construction et le démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay. Entre 1990 et 1995, Hervé Machenaud occupe les fonctions de Directeur du Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN), chargé des programmes nucléaires français et internationaux du Groupe. À ce titre, il pilote 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 est Directeur adjoint de l'Équipement d'EDF, chargé des Ressources, de la Gestion et du Développement International. De 1998 à 2002, il occupe successivement les fonctions de Directeur de la Production et du Transport d'EDF, puis de Directeur adjoint du Pôle Industrie. De 2002 à 2009, il est, 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 conduit 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.

Jean-Louis Mathias. 63 ans, diplômé de l'École Polytechnique, de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE), du Centre de Perfectionnement aux Affaires (CPA) et licencié en sociologie. Après avoir exercé à partir de juin 2002 les fonctions de Directeur Général Adjoint du groupe Gaz de France, il a rejoint EDF en septembre 2004, en tant que conseiller du Président. En novembre 2004, il est nommé Directeur Général Délégué. Jean-Louis Mathias est actuellement Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, IT, Gaz et Energies Renouvelables.

Thomas Piquemal. 41 ans, diplômé de l'École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales (ESSEC). Thomas Piquemal débute sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen. En 1995, il rejoint le Département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard-Frères. Dans ce cadre, il participe aux grandes opérations financières et stratégiques de Veolia, notamment la restructuration du capital de l'entreprise et le rapprochement EDF/Dalkia. En 2008, il prend la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoint 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. Il pilote par ailleurs, aux côtés de la Caisse des dépôts, le rapprochement de leurs filiales respectives, Transdev et Veolia Transport, pour créer un leader mondial du transport collectif des voyageurs et de la mobilité durable. 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.

Vincent de Rivaz. 57 ans, ingénieur Diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure d'Hydraulique de Grenoble et Chevalier de la Légion d'Honneur. Vincent de Rivaz débute 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 est responsable de la Région Extrême Orient à la Direction Internationale et œuvre au développement du Groupe en Chine, dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique et distribution. Entre 1991 et 1994, il est Directeur du Centre National d'Equipement Hydraulique d'EDF, en charge de l'ingénierie des projets hydrauliques du groupe EDF, en France et à l'étranger, et pilote notamment

le démarrage du projet de Nam Theun II au Laos. En 1995, il est nommé Directeur Adjoint de la Direction Internationale puis en devient le Directeur des Grands Projets. A ce titre, il assure le développement des projets d'investissement d'EDF dans les IPP notamment en Chine, en Egypte, 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 est nommé Directeur Délégué de la Direction Financière et devient en 2000 le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Nommé Président-Directeur Général du LE Group en Angleterre en février 2002, il dirige 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. 66 ans, docteur d'État en droit, est diplômé de l'Institut d'Administration d'Entreprises. Alain Tchernonog commence 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 devient Directeur du Département des contrats de Roussel-UCLAF. À partir de 1990, il occupe 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 intègre le groupe Veolia Environnement comme Directeur Juridique, puis devient Secrétaire Général en janvier 2007. Alain Tchernonog est actuellement Secrétaire Général du Groupe.

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 pour fraude

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 ou (iii) d'une incrimination et/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 au moins.

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'intérêt 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 de la charte de déontologie boursière figurant à la section 16.5 (« Charte 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.

15 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES

15.1 Rémunération des mandataires sociaux 236

15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général 236

15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération 236

15.1.1.2 Fixation de la rémunération fixe et variable au titre des exercices 2009 et 2010 236

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération 237

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs 237

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages 238

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites 238

15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toute nature versées durant l'exercice 2010 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillées ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par la 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 les rémunérations de toutes natures dues et versées au Président-Directeur Général au titre des exercices 2009 et 2010.

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 récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social [1]

	Exercice 2010 (en euros)		Exercice 2009 (en euros)	
	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 Proglio, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	1 000 000	1 101 370	101 370	néant
Rémunération variable	non disponible [2]	52 307	52 307	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	n/a	10 000 [4]	26 000 [5]	34 000
Avantages en nature [3]	4 820	5 187	367	néant
TOTAL	**1 004 820**	**1 168 864**	**180 044** [6]	**34 000**

n/a : non applicable

(1) Tableau n°2 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

(2) Le montant maximum de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2010 pourrait s'élever, en application des critères décrits au 15.1.1.2 ci-dessous, à 600 000 euros. La part variable qui sera effectivement versée au titre de cet exercice n'a pas encore été déterminée à la date de dépôt du présent document de référence.

(3) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

(4) Jetons de présence dus au titre de l'exercice 2009 versés en 2010.

(5) Jusqu'à sa nomination en qualité de Président-Directeur Général le 25 novembre 2009.

(6) Pour mémoire, la dernière rémunération de Monsieur Henri Proglio due au titre de l'exercice 2009 en qualité de Président-Directeur Général de Veolia Environnement s'élevait, fixe et variable compris, à 2 231 790 euros.

15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

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 de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi et le Ministre chargé de l'énergie.

15.1.1.2 Fixation de la rémunération fixe et variable au titre des exercices 2009 et 2010

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi et le Ministre en charge de l'énergie, le Conseil d'administration réuni le 10 février 2010 a fixé à 1 million d'euros la part fixe de la rémunération annuelle brute du Président-Directeur Général au titre des exercices 2009 et 2010. A cette part fixe peut 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 d'administration.

S'agissant de l'exercice clos le 31 décembre 2009, ces éléments de rémunération ont été appliqués sur une base *prorata temporis* et le Conseil d'administration du 10 février 2010 a fixé à 101 370 euros la rémunération fixe de M. Henri Proglio et à 52 307 euros sa part variable.

Au titre de l'exercice 2010, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée le 16 avril 2010 par le Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi et le Ministre chargé de l'énergie, le Conseil d'administration réuni le 18 mai 2010 a décidé de subordonner la part quantitative de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général à la réalisation d'objectifs chiffrés reposant notamment sur l'EBITDA, le ratio de gestion de la dette, le free cash flow diminué des investissements financiers nets de cession et le coefficient de disponibilité (Kd), selon des pondérations déterminées par le Conseil d'administration.

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération

Le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au dirigeant mandataire social en 2010 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.

Par ailleurs, 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.

Enfin, M. Henri Proglio n'a pas conclu de contrat de travail avec la Société.

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Le tableau ci-dessous fait apparaître le montant des jetons de présence versés en 2009 et 2010 aux membres du Conseil d'administration.

Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux sommes dues au titre du premier semestre de cet exercice et au titre du second semestre de l'exercice précédent.

Tableau des jetons de présence versés aux administrateurs

	2010	2009
Philippe Crouzet (1)	16 000	-
Mireille Faugère (1)	18 000	-
Michael Jay (1)	17 000	-
Bruno Lafont	26 000	35 250
Pierre Mariani (1)	20 000	-
Henri Proglio (2)	10 000	34 000
Frank E. Dangeard (3)	15 250	66 250
Daniel Foundoulis (3)	13 000	44 750
Pierre Gadonneix (3)	-	-
Claude Moreau (3)	11 750	42 750
TOTAL (EN EUROS)	**147 000**	**223 000**

(1) Administrateurs depuis le 23 novembre 2009.
(2) Jusqu'à sa nomination en qualité de Président-Directeur Général le 25 novembre 2009.
(3) Administrateurs jusqu'au 22 novembre 2009.

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.

Le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe de jetons de présence alloués ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration. Depuis 2005, le montant des jetons de présence versés est lié à l'assiduité aux séances du Conseil d'administration et au sein des Comités spécialisés.

L'Assemblée générale du 18 mai 2010 a porté à 190 000 euros le montant de l'enveloppe à compter de l'exercice 2010. Il sera proposé à l'Assemblée générale du 24 mai 2011 d'augmenter le montant de l'enveloppe pour le porter à 200 000 euros pour l'exercice 2011 et les exercices ultérieurs jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée. L'augmentation de l'enveloppe proposée tient compte du nombre de séances du Conseil d'administration et de ses Comités envisagées en 2011.

15.2 ●● Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les membres du Comité exécutif 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'actions [1] (actions de performance).

1. *A 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 **240**

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration **240**

16.2.1 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 240
16.2.1.1 Composition du Conseil 240
16.2.1.2 Durée du mandat des administrateurs 240
16.2.1.3 Obligations et devoirs des administrateurs 241
16.2.1.4 Mode d'exercice de la direction générale et attributions du Président-Directeur Général 241
16.2.1.5 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration 241
16.2.1.6 Évaluation de l'indépendance des administrateurs 242
16.2.1.7 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 242
16.2.1.8 Information et formation des administrateurs 242
16.2.1.9 Rémunération 242

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2010 243

16.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 243
16.2.3.1 Comité d'audit 243
16.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires 244
16.2.3.3 Comité de la stratégie 244
16.2.3.4 Comité d'éthique 244
16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations 245

16.3 Organes créés par la Direction Générale **246**

16.4 Démarche éthique **246**

16.5 Charte de déontologie boursière **247**

16.6 Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce **247**

16.1 ●● Code de gouvernement d'entreprise

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 décembre 2008 a 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.

Sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables [1], EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en avril 2010, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

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 relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983, 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'Etat nommés par décret.

A la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend 6 administrateurs élus par les salariés, 6 administrateurs représentant l'Etat et 6 administrateurs élus par l'Assemblée générale.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'Etat auprès de la Société ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent également aux séances du Conseil d'administration, sans voix délibérative.

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 représentants de l'Etat).

Conformément à la loi, 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 2014 pour EDF, et elle ne pourra être inférieure à 40 % lors du deuxième renouvellement du Conseil d'administration, soit en 2019.

A la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration d'EDF compte deux femmes, l'une appartenant au collège des administrateurs nommés par l'Assemblee générale et l'autre appartenant au collège des administrateurs représentant les salariés.

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. En conséquence, les mandats des administrateurs actuels expireront en novembre 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 de la totalité du Conseil d'administration.

Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du service public, les administrateurs représentant l'Etat 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 représentant 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.

1. *Voir notamment les spécificités liées à la composition du Conseil d'administration à la section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil ») ou au mode de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général à la section 15.1.1.1 (« Modalités de détermination de la rémunération »).*

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 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 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 de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir la section 16.5 ci-après), code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF.

16.2.1.4 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Il résulte des statuts d'EDF que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Il est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration et peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du service public.

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 et des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, 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.

En outre, à titre de règle interne, le Président-Directeur Général exerce ses pouvoirs dans les limites prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration (voir ci-dessous).

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 ; en 2010, le Conseil a fixé à (i) à 500 millions 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 à (ii) 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;
- 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 opérations du cycle du combustible nucléaire et en particulier, 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. 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 devra 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 recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration. Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration comporte, sur un total de 18 membres, 12 administrateurs dont 6 représentent l'État et 6 représentent les salariés et qui ne peuvent pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF.

Lors d'une réunion conjointe du 14 janvier 2011, 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 a procédé, lors de sa séance du 21 janvier 2011, à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a qualifié d'indépendants Mme Faugère et MM. Crouzet, Jay, Lafont et 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.

A la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs indépendants sur un total de 18 membres.

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 Comité dirige également tous les trois ans une évaluation formalisée réalisée par un organisme extérieur.

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, de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil et de mesurer la contribution effective de chaque membre à ses travaux.

L'évaluation annuelle pour 2009 avait été réalisée au moyen d'un questionnaire envoyé à l'ensemble des administrateurs, dont les réponses avaient été dépouillées et analysées en vue de la réalisation d'une synthèse examinée par le Comité d'éthique et transmise au Conseil d'administration. Le bilan de cette évaluation traduisait une évolution positive au cours des cinq années écoulées, une très large majorité d'administrateurs ayant estimé que le fonctionnement du Conseil d'administration répondait aux meilleures pratiques de gouvernement d'entreprise.

En 2010, un cabinet externe spécialisé a été mandaté pour mener l'évaluation formalisée triennale, réalisée par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs menés durant le dernier trimestre de l'exercice. Des résultats examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration du 21 janvier 2011, il ressort qu'une très forte majorité d'administrateurs estime que les règles de bonne gouvernance sont mises en oeuvre par la Société. Les administrateurs apprécient particulièrement l'articulation, qualifiée d'harmonieuse, entre le Conseil d'administration et ses différents Comités et estiment, en outre, que l'ensemble du Conseil est efficacement associé à la réflexion stratégique du Groupe, notamment depuis que les administrateurs, non membres du Comité de la stratégie, sont invités aux réunions de ce Comité.

16.2.1.8 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.

Le Président-Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du Conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus entre les séances du Conseil d'administration, leur permettant d'exercer pleinement leur mission.

La Direction Générale veille au respect des délais de transmission aux administrateurs des documents relatifs aux réunions du Conseil et de toute information significative relative aux activités du Groupe.

Le Secrétariat Général du Conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société et du Groupe. Ils font part de leur demande au Secrétaire Général du Conseil.

En outre, le Secrétariat Général du Conseil d'administration organise des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs, de même que les formations dont ces derniers souhaitent bénéficier. Il met à disposition des administrateurs un document d'information synthétique, joint au dossier de chaque Conseil, sur les activités, les tendances du marché, le contexte économique et financier et les actions engagées par le Groupe, conformément aux attentes exprimées par les administrateurs en la matière.

16.2.1.9 Rémunération

Les règles de répartition des jetons de présence, et les montants versés en 2010, figurent à la section 15.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs ») du présent document de référence.

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2010

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 2010, le Conseil d'administration s'est réuni 12 fois et 23 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures trois-quart, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour. Le taux moyen de participation des administrateurs aux Conseils est en progression sur la période 2006-2010 (83,6 % en moyenne) et s'est élevé à 86,6 % pour 2010.

Au cours de l'exercice écoulé, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs tels que la conclusion d'une nouvelle convention d'actionnaires concernant SPE (Belgique), les accords EDF-Areva relatifs à l'aval du cycle du combustible nucléaire, la cession des réseaux britanniques de distribution d'électricité, la conclusion d'un nouvel accord entre EDF et Constellation Energy Group, les conventions de concession hydroélectrique de Gavet et Moyenne Romanche et leurs conditions d'exploitation, l'implantation du centre de R&D du Groupe sur le site de Paris Saclay, la cession de la participation détenue par EDF International dans EnBW, l'accord entre EDF et Areva/Eurodif relatif au processus de fermeture de l'usine Georges Besse 1 et l'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport au portefeuille des actifs dédiés. Le Conseil d'administration a également examiné le projet de renaissance nucléaire au Royaume-Uni et les projets éoliens de Fallago Rig en Ecosse et Teesside en Angleterre.

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. 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.

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.

La composition, le fonctionnement et les missions des comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Présidents des comités du Conseil sont, à la date de dépôt du présent document de référence :
- 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 ;
- Mme Mireille Faugere pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'Etat auprès de la Société est invité 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 d'un compte-rendu écrit et d'un rapport du Président du Comité au Conseil d'administration.

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'un membre au moins 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 d'une 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 Monsieur 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, et qu'il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance (voir la section 16.2.1.6 ci-avant), conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Le Comité d'audit est présidé par M. Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du comité sont MM. Comolli et d'Escatha, administrateurs représentant l'Etat, ainsi que MM. Grillat, Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Comolli a été nommé par le Conseil d'administration du 26 octobre 2010 membre du Comité d'audit en remplacement de M. Bézard.

Le Comité d'audit s'est réuni 7 fois en 2010. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 88,1 %.

Missions

Le Comité examine et donne 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, programmes d'audit semestriels, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que 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 ;
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ci-avant).

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et du Contrôle des Risques Groupe.

Activité en 2010

En 2010, le Comité d'audit a examiné des sujets qui relèvent spécifiquement de ses missions : états financiers semestriels et annuels, communiqués de presse y afférent, communiqués sur le chiffre d'affaires trimestriel, cartographie des risques, synthèse des audits internes et programme d'audit et lancement du processus d'appel d'offres concernant la sélection des Commissaires aux comptes pour la période 2011-2016 sur laquelle il a émis un avis présenté au Conseil d'administration.

16.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CESN) est présidé par M. Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont MM. Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'Etat ainsi que de MM. Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2010. Le taux de participation de ses membres s'est élevé à 100 %.

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, sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique, 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. A ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) qui est composé de six [1] experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Activité en 2010

En 2010, le comité a examiné en particulier la provision pour déconstruction du parc des réacteurs à eau pressurisée (REP), la gestion et la performance du portefeuille d'actifs dédiés ainsi que le projet d'affectation de 50 % des titres de RTE détenus par EDF au portefeuille d'actifs dédiés.

16.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, MM. Abadie, Comolli et Sellal, administrateurs représentant l'Etat, ainsi que MM. Grillat, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

M. Comolli a été nommé par le Conseil d'administration du 26 octobre 2010 membre du Comité de la stratégie en remplacement de M. Bézard.

Depuis 2010, le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 7 fois en 2010, dont une réunion conjointe avec le Comité d'éthique et élargie au Conseil. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 87,5 %.

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 2010

En 2010, le Comité a examiné en particulier l'impact sur l'activité d'EDF du projet de loi NOME, la stratégie du Groupe dans les réseaux et la stratégie du Groupe au Royaume-Uni, en particulier le projet de cession des réseaux de distribution, et les perspectives de développement du nucléaire, en particulier au Royaume-Uni et en France. La réunion conjointe avec le Comité d'éthique et élargie au Conseil a été consacrée à l'ambition Ressources Humaines définie pour accompagner la stratégie industrielle du Groupe.

16.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Van de Maele, administrateur représentant l'Etat ainsi que Mme Chabauty, MM. Maïssa, Pesteil et Grillat, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni 4 fois en 2010. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 91,7 %.

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

1. *Le Conseil du 26 octobre 2010 a désigné les 6 membres composant le CEFEN pour une nouvelle période triennale.*

examine le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable), le rapport d'activité du Délégué à l'éthique et à la déontologie ainsi que les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et des Comités réalisée par un organisme extérieur (voir la section 16.2.1.7 (« Evaluation du fonctionnement du Conseil d'administration » ci-avant). A partir des résultats de ces évaluations, le Comité soumet des propositions destinées à améliorer le fonctionnement et l'efficacité du Conseil.

Activité en 2010

En 2010, le Comité a assisté en particulier le Conseil dans le cadre des travaux d'évaluation triennale réalisés par un cabinet externe. Lors d'une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie et élargie au Conseil, il a également étudié l'ambition Ressources Humaines définie pour accompagner la stratégie industrielle du Groupe.

16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF et M. Comolli, administrateur représentant l'Etat.

M. Comolli a été nommé par le Conseil d'administration du 26 octobre 2010 membre du comité des nominations et des rémunérations en remplacement de M. Bézard.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 2 fois en 2010. Le taux de participation de ses membres s'est élevé à 100 %.

Missions

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 (dont les critères d'objectifs de détermination de la part variable ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le Président-Directeur Général 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.

Il examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux délégués et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président-Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs de détermination de la part variable ainsi que son appréciation des résultats obtenus par chaque Directeur Général délégué au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques de chaque Directeur Général délégué. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, au Ministre chargé de l'Économie et des Finances et au Ministre chargé de l'Énergie, et le communique Également au Conseil d'administration qui délibère et fixe le salaire, les objectifs et les rémunérations périphériques 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.

Activité en 2010

En 2010, le Comité a notamment examiné les bonus du Président-Directeur Général et des Directeurs Généraux délégués pour 2009 [1], la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de 2009 (à compter de sa nomination le 25 novembre 2009) et de 2010, sa rémunération variable au titre de 2009, ainsi que les critères de détermination de la part variable de sa rémunération au titre de 2010, et l'enveloppe des jetons de présence pour cet exercice et leur répartition (voir la section 15.1 (« Rémunération des mandataires sociaux ») ci-avant).

1. *Jusqu'à la date d'expiration des mandats des Directeurs Généraux délégués fin 2009.*

16.3 Organes créés par la Direction Générale

Le Président-Directeur Général a souhaité s'entourer d'un Comité exécutif, dont la composition a été remaniée courant 2010, 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 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, le Président-Directeur Général a créé en avril 2010 un Comité des engagements du Comité exécutif, qui examine de manière approfondie les projets ayant reçus 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.

A 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 générae a été complétée en avril 2010 par la création 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 ainsi que des directeurs fonctionnels de la Société.

En novembre 2010, le Président-Directeur Général d'EDF a annoncé une évolution de l'organisation de la Direction générale d'EDF afin d'accélérer la réalisation des synergies au niveau Groupe. Les trois métiers de la production, de l'aval et des réseaux se voient confier une mission renforcée dans le pilotage de l'activité et des synergies au niveau mondial, de façon transverse aux activités géographiques.

16.4 Démarche éthique

La démarche éthique d'EDF, présentée au Conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'un code de conduite, le Mémento éthique, centré sur cinq valeurs : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité.

Le Mémento éthique développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes ainsi que ceux attendus des salariés. Les valeurs éthiques d'EDF fondent les engagements sociaux, « sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement son adhésion au Pacte mondial de l'ONU, sa référence aux engagements internationaux fondamentaux ainsi que l'accord international EDF de Responsabilité Sociale de l'Entreprise. La démarche est déployée par le management dans l'ensemble des Directions et sociétés du Groupe.

Un dispositif d'alerte éthique, mis en place en janvier 2004, permet d'interpeller au moyen d'une messagerie sécurisée le Délégué à l'éthique et à la déontologie sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique.

Voir aussi la section 4.2.5 (« Ethique et vigilance »).

16.5 ●● Code de déontologie boursière

A la suite de l'introduction en bourse de la Société en novembre 2005, EDF a adopté début 2006 un Code de déontologie, régulièrement mis à jour, visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

Dans ce cadre, le groupe EDF a notamment décidé de fixer des périodes d'abstention (ou périodes de « *black out* ») pendant lesquelles les initiés permanents ainsi que le personnel du groupe ayant une connaissance précise des comptes de la Société avant leur publication ne sont pas autorisés à acheter, vendre ou réaliser des opérations sur les titres EDF.

Les périodes d'abstention sont de 45 jours calendaires jusqu'à la date incluse de publication des comptes annuels et de 35 jours calendaires jusqu'à la date incluse de publication des comptes semestriels et des informations trimestrielles. Toutefois, y compris pendant les périodes autorisées, il reste naturellement interdit aux dirigeants et au personnel du groupe EDF de réaliser ou faire réaliser des opérations sur des instruments financiers de la Société aussi longtemps qu'ils détiennent une information privilégiée.

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 17.7 (« Participation des mandataires sociaux dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF »)).

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 Développement des compétences 250

17.1.1 Effectifs du Groupe 250

17.1.2 Politique de formation et de mobilité 251

17.2 Égalité des chances 252

17.3 Santé et sécurité – Qualité de vie au travail 253

17.4 Sous-traitance 254

17.5 Politique de rémunération globale 254

17.5.1 Politique salariale 254

17.5.2 Intéressement 255

17.5.3 Plan d'épargne Groupe 255

17.5.4 Plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO) 255

17.5.5 Participation des salariés aux résultats 255

17.5.6 Compte-épargne temps (CET) 255

17.5.7 Actionnariat salarié 255

17.5.8 Options de souscription et/ou d'achat d'actions 255

17.5.9 Attributions gratuites d'actions 255

17.6 Politique sociale 256

17.6.1 Le statut du personnel des Industries électriques et gazières 256

17.6.1.1 Régime spécial de retraite 256

17.6.1.2 Régime complémentaire maladie des IEG 257

17.6.2 Protection sociale complémentaire 257

17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel 257

17.6.3.1 Le dialogue social en France 257

17.6.3.2 La représentation du personnel en France 258

17.6.3.3 Dialogue social et représentation du personnel du Groupe 258

17.7 Participation des mandataires sociaux dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF 259

17.7.1 Participation des administrateurs 259

17.7.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 259

En 2010, EDF a clairement exprimé son ambition humaine autour d'un double projet économique et social, dans lequel la priorité absolue est donnée au développement des compétences.

Une stratégie ressources humaines (« RH ») confirmée autour de trois grandes priorités pour les prochaines années, partagée avec tous les métiers et sociétés du Groupe traduit cette ambition :

- Développer les compétences et notamment remettre l'humain au cœur du projet industriel en relançant « l'ascenseur social » par une politique de recrutement et de formation dynamisée ;
- Faire de la reconnaissance, de la qualité de vie au travail et de la santé-sécurité des leviers de l'engagement de tous pour une performance durable, en maintenant l'engagement d'EDF en faveur de la qualité de vie au travail, de l'équilibre vie privée / vie professionnelle et de la diversité ;
- Introduire davantage de diversité et renforcer notre culture commune, en particulier parmi les managers et experts afin de construire un Groupe intégré, en France et à l'international, sur un socle social existant solide.

Pour mener à bien son ambition sociale, EDF possède des atouts indiscutables. Entreprise bien repérée et appréciée des Français, elle bénéficie d'une bonne image d'employeur en Europe et elle dispose de fondamentaux solides : exceptionnel engagement des salariés, grande fierté d'appartenance à l'entreprise, très forte satisfaction au travail et dialogue social très actif.

17.1 ●● Développement des compétences

17.1.1 Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 158 842 personnes au 31 décembre 2010 dont 105 393 pour EDF, ERDF et RTE EDF Transport et 53 449 pour ses autres filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :

	2008		31 décembre 2009		31 décembre 2010	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
EDF, ERDF et RTE EDF Transport (*)	104 929	65	105 129	62	105 393	66
Filiales	55 984	35	64 010	38	53 449	34
TOTAL	**160 913**	**100**	**169 139**	**100**	**158 842**	**100**

(*) Les effectifs d'EDF, ERDF et RTE EDF Transport incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF, d'ERDF et de RTE. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (28 663) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (5 707) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 75/25.

Effectifs d'EDF, d'ERDF et de RTE

Depuis le début des années 90, les effectifs d'EDF, ERDF et RTE EDF Transport ont globalement diminué chaque année (à l'exception de l'année 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail). Après une stabilisation en 2009, les effectifs globaux ont cessé de diminuer et croissent légèrement en 2010.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs d'EDF, ERDF et RTE EDF Transport entre les différentes directions / filiales au cours des trois derniers exercices :

	Salariés 31 décembre		
	2008	2009	2010
Domaine Régulé :			
ERDF	35 156	34 781	34 370
RTE EDF Transport (1)	8 782	8 909	8 822
Domaine non Régulé :			
Production et Ingénierie	36 109	33 976	35 173
Commerce	12 226	11 858	11 627
Fonctions centrales	8 713	11 537	11 590
CDI et CDD non statutaires	709	844	587
Systèmes électriques insulaires	3 234	3 224	3 224
TOTAL	**104 929**	**105 129**	**105 393**

(1) L'effectif de RTE EDF Transport inclut les personnels non soumis au statut des IEG.

Effectifs des filiales consolidées (hors RTE et ERDF)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices [1] :

	Salariés 31 décembre		
	2008	2009	2010
Filiales France :			
(dont Électricité de Strasbourg, Tiru, EDF EN, SOCODEI, Fahrenheit)	4 599	5 526	6 134
EDF Energy (Royaume-Uni – y compris British Energy)	13 406	20 077	15 441
EDF Trading (Royaume-Uni)	563	822	888
Edison (Italie)	1 450	1 921	1929
Dalkia International	17 822	17 397	17 576
Autres filiales étrangères	8 699	8 535	11 481
Europe de l'Est	6 585	6 491	6 421
Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique	1 950	1 878	3 553
Asie Pacifique	74	76	76
Amériques	90	90	1 431
TOTAL	**46 539**	**54 278**	**53 449**

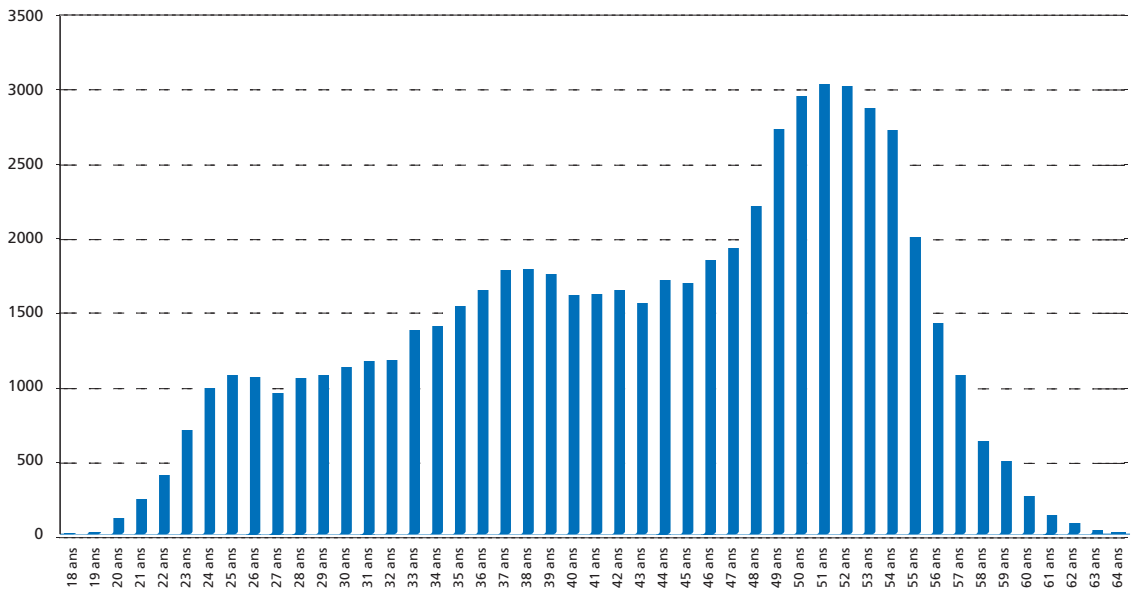
17.1.2 Politique de formation et de mobilité

Le groupe EDF est aujourd'hui confronté à de nouveaux défis :

- Les métiers évoluent, 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 ;
- La reprise des investissements industriels dans toutes les filières et le développement des activités d'ingénierie nucléaire, notamment dans le cadre de la relance du nucléaire, intensifient les besoins de compétences ;
- 25 à 30 % des effectifs d'EDF en France pourraient partir à la retraite d'ici 2015, une proportion qui atteint environ la moitié des effectifs de maintenance et d'exploitation dans les métiers de production, d'ingénierie et de distribution.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2010 :

Histogramme des âges EDF - Effectif statutaire au 31 décembre 2010



Le recrutement et la mobilité au sein du Groupe sont des leviers essentiels pour assurer le renouvellement de ces compétences. Par ailleurs, le Groupe, qui opère dans un contexte de métiers à haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en permanence les évolutions et les parcours professionnels.

1. *Hors activités en cours de cession au 31 décembre 2010 (EnBW).*

Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF, d'ERDF et de RTE EDF Transport :

	2008	2009	2010
% de la masse salariale consacré à des actions de formation	6,9	7,2	8,0
Nombre d'heures de formation effectuées en moyenne par salarié	41	46	50

L'accord « Défi Formation » signé le 10 septembre 2010 par l'ensemble des organisations syndicales contribue par ailleurs à apporter un nouveau souffle à la politique de formation du Groupe en France. Cet accord vise à dynamiser l'ascenseur social EDF (formations promotionnelles et alternance) et mettre en place dans une logique d'efficacité et d'innovation de la formation des Académies de métiers ainsi qu'un Campus EDF. Cette démarche du Groupe en France sera élargie progressivement à d'autres pays.

EDF maintient sa dynamique de recrutement, principalement dans les métiers de la production d'électricité (nucléaire, hydraulique et thermique) pour accompagner ses projets de développement en France et à l'international et relever l'enjeu du renouvellement de ses compétences. En 2010, EDF, ERDF et RTE ont recruté plus de 4 500 personnes en France. Dans un environnement de marché du travail très concurrentiel, EDF a renforcé sa communication sur sa marque employeur en direction des jeunes diplômés, notamment avec la 4ème édition d'Energy Day, l'événementiel de pré-recrutement du Groupe en novembre 2010, et le lancement par EDF du premier « *serious game* » du secteur de l'énergie, Energy TaskForce, auprès des écoles d'ingénieurs et des universités en Europe, jeu d'aventure s'adressant aux étudiants et jeunes diplômés de six pays européens pour promouvoir les métiers du Groupe.

17.2 Égalité des chances

Alternance

Voie d'excellence pour la formation, la professionnalisation et l'insertion professionnelle des jeunes et des personnes rencontrant des difficultés d'accès à l'emploi, notamment les personnes en situation de handicap, l'alternance est un élément structurant de l'identité d'EDF.

Au sein de l'accord « Défi Formation », EDF, ERDF et RTE EDF Transport ont pris huit engagements parmi lesquels on retiendra :

- Le maintien de la dynamique actuelle avec plus de 4 % des effectifs du Groupe en alternance à tous les niveaux de formation (soit plus que les objectifs fixés par la loi de 2006) ;
- La proposition chaque année de 100 offres d'alternance au niveau CAP, avec recrutement à la clé sous condition de réussite, alors qu'EDF avait cessé de recruter à ce niveau depuis des années ;
- L'affirmation d'une place significative dédiée aux alternants formés par le Groupe dans ses embauches (au moins 25 % des embauches exécution et maîtrise et 4 % des embauches cadres et ingénieurs) ;
- Un meilleur accompagnement vers l'emploi des alternants non recrutés grâce aux partenariats externes d'EDF, et une incitation à l'engagement citoyen des salariés volontaires pour accompagner ces jeunes ; et
- L'extension des mesures d'accompagnement des alternants plus favorables que les dispositions réglementaires, comme la couverture complémentaire maladie.

Dans le même temps, au cours de l'année 2010, plus de 2 700 alternants ont rejoint EDF, ERDF et RTE EDF Transport, en contrats d'apprentissage ou en contrats de professionnalisation, pour préparer tous les niveaux de diplômes ou de titres professionnels, du CAP au BAC + 5, portant à plus de 4 800 le nombre d'alternants présents au 31 décembre 2010, soit 4,5 % de l'effectif du Groupe. Plus de 3 000 tuteurs sont engagés à leur côté pour les accompagner dans l'acquisition et le développement de leurs compétences.

Par ailleurs, 766 alternants ayant achevé en cours d'année leurs contrats et obtenu leurs diplômes ou titres professionnels ont été embauchés au sein d'EDF, ERDF et RTE EDF Transport en 2010.

Si une partie des jeunes en formation en alternance a vocation à être embauchée par EDF et ERDF afin de participer au renouvellement des compétences, une autre partie pourra trouver un emploi parmi ses prestataires qui sont également confrontés au renouvellement des compétences ou dans des entreprises recherchant des compétences acquises au sein d'EDF et d'ERDF.

Seniors

Le Groupe est engagé dans une nouvelle dynamique concernant les salariés seniors, avec le déploiement du plan d'action seniors présenté en Comité Central d'entreprise en décembre 2009, en application des décrets du 20 mai 2009. Le nombre de salariés de 55 ans et plus est en progression ; actuellement ils représentent 10 % des effectifs (8 % en 2009) et les salariés de 50 ans et plus représentent 34 % des effectifs (32 % en 2009).

Le Groupe s'engage à favoriser le maintien en activité des salariés de 55 ans et plus et à améliorer les conditions de travail des seniors. Il s'agit, notamment, de faire évoluer les représentations actuelles sur le travail des seniors, favoriser la progression de carrière tout au long de la vie professionnelle notamment en jalonnant la seconde partie de carrière (des entretiens de mi-carrière sont progressivement mis en place), faciliter l'accès à la formation pour les seniors et mieux préparer la transition entre la fin de l'activité professionnelle et le départ à la retraite.

Diversité / Non discrimination

EDF a signé le 1er juin 2006 un engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances dans l'entreprise et prévenir les discriminations. Cet engagement, décliné en plans d'actions dans les directions métiers d'EDF, est aujourd'hui mis en œuvre et suivi dans le cadre d'une revue annuelle dédiée.

EDF a également signé la Charte de la Diversité le 22 septembre 2006.

En mars 2010, des principes communs de non discrimination ont été définis et diffusés aux sociétés du Groupe. Il s'agit de principes de référence portant sur l'équité des procédures de gestion des ressources humaines mais également sur la promotion de la diversité et le respect de chacun. Chaque

société du Groupe doit veiller à respecter ces principes en mettant en place des actions concrètes en fonction de leur contexte local.

La politique de diversité d'EDF a 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 2009 est un des critères retenus pour le calcul de l'intéressement dans l'accord d'intéressement d'EDF.

Le dispositif de prévention des discriminations de l'entreprise a fait l'objet d'une concertation avec les organisations syndicales en 2009.

Le 25 février 2009, EDF a signé son huitième accord depuis 1989 pour l'intégration professionnelle des personnes handicapées. L'entreprise s'est engagée à recruter dans ce cadre au minimum 4 % de personnes en situation de handicap en moyenne annuelle. 111 travailleurs en situation de handicap ont été recrutés en 2010 par EDF, 42 par ERDF et 10 par RTE EDF Transport. Par ailleurs, EDF mène une action volontaire visant à accueillir chaque année des jeunes en situation de handicap dans le cadre de contrats d'apprentissage ou de professionnalisation (55 en 2010 pour EDF, ERDF et RTE EDF Transport).

Un deuxième accord, relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes a été signé le 21 décembre 2007. Il engage les signataires autour de six thèmes : l'évolution durable des mentalités, la mixité de l'emploi et des recrutements, l'égalité dans les parcours professionnels, l'égalité des chances dans l'accès à la formation professionnelle, la prise en compte du temps et des conditions de travail et de l'équilibre vie professionnelle – vie privée. Les signataires se sont engagés également à supprimer les écarts salariaux entre les femmes et les hommes le plus rapidement possible et au plus tard pour le 31 décembre 2010. A fin 2010, l'écart de salaire est de 0,6 % en faveur des hommes qui bénéficient d'une ancienneté moyenne supérieure de 2,6 ans.

EDF a obtenu fin 2006 le label « Égalité », confirmé en 2008 et 2010. Ce label, créé en 2005 à l'initiative des pouvoirs publics avec les partenaires sociaux, est un signe d'exemplarité qui distingue une organisation quelle que soit sa nature juridique œuvrant efficacement et en permanence pour l'égalité et la mixité professionnelles.

Enfin, le groupe EDF organise chaque année au mois de mai, depuis 2008 un *Diversity day*. Cette manifestation permet à chaque entité ou filiale du Groupe de mettre en lumière les initiatives qu'elle a prises pour promouvoir la diversité et prévenir les discriminations.

17.3 ●● Santé et sécurité – Qualité de vie 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 de l'entreprise.

La politique santé-sécurité d'EDF signée par le Président en mars 2009 prend en compte les évolutions de l'environnement professionnel, les nouvelles formes de travail ou encore l'allongement des carrières qui ont fait émerger de nouvelles préoccupations rendant nécessaire la réorientation de la politique. Cette nouvelle politique résulte d'un large dialogue pluridisciplinaire entre les différents acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel). Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations et prolonge les principes communs de santé et de sécurité définis en 2008 au niveau du Groupe.

Depuis 2008, des 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.

Le Comité National d'Orientation et de Suivi, créé en 2003, réunissant les directions opérationnelles d'EDF procède chaque année à une revue de la politique santé-sécurité pour s'assurer de son déploiement, analyser les indicateurs de résultats associés, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

EDF a créé en 2007 un « Observatoire national de la qualité de vie au travail », renforcé son dispositif éthique et simplifié ses procédures pour favoriser le management de proximité. L'Observatoire a tenu dix réunions entre 2007 et 2010. Il constitue un espace de dialogue associant médecins, managers, partenaires sociaux, experts externes. L'Observatoire exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commandite des études et formule des recommandations. En 2008, il a recommandé la mise en place du dispositif EVREST (Évolutions et Relations en Santé au Travail) qui permet à l'entreprise de se doter d'un système d'indicateurs croisés santé /travail. Ce dispositif a été décidé et mis en place en 2009 par les médecins du travail sur la base du volontariat. Fin 2010, 61 médecins du travail sont inscrits dans cette démarche et 1 135 questionnaires ont d'ores et déjà été renseignés, permettant la réalisation de premières études locales.

En 2009, l'Observatoire a formulé des recommandations pour favoriser les équilibres vie professionnelle/vie privée des salariés et notamment prendre en compte la parentalité.

EDF a négocié et signé, en 2010, un accord collectif pour prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail. Cet accord prévoit différents dispositifs de dialogues multidisciplinaires au plus près des situations de travail et de formation des acteurs.

Les valeurs de l'entreprise ont été réaffirmées et ont fait l'objet d'une importante communication interne en 2009 (voir section 6.4.3.1.1 (« Les engagements de développement durable »)). Chaque entité a désigné un correspondant éthique et un numéro vert est désormais accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail.

Depuis 2008, un appui de médecins spécialisés est apporté 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 au management, en cas d'événement traumatisant survenu dans leur unité afin de les conseiller et d'organiser tous les secours nécessaires pour les proches des victimes et des équipes de travail.

Après un an de fonctionnement du Conseil National de Santé au Travail, mis en place fin 2008 aux termes d'un accord social d'expérimentation, un bilan a été réalisé et a fait apparaitre l'intérêt de la démarche. Ceci a conduit à la négociation d'un accord collectif relatif au dialogue social concernant la santé au travail qui a été signé en novembre 2010.

Accidents du travail

L'effort de prévention et de formation entrepris depuis 10 ans a fortement réduit le nombre d'accidents du travail avec arrêt au sein d'EDF et dans les sociétés du Groupe. Les progrès réalisés en 2009 confortent la position d'EDF dans le peloton de tête des entreprises françaises et des énergéticiens

européens. Les résultats 2010 placent EDF, pour la 8ème année consécutive, à un 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) à 3,8 (inférieur à 5, soit parmi les meilleurs électriciens en Europe). Le taux de gravité (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours d'arrêts calendaires liés à des accidents, y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures, par milliers d'heures travaillées) se situe pour 2010 à 0,16 comme en 2009.

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, 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. Suite à 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, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF 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 section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-dessous.

Organisation et temps de travail

Depuis le 1er octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

À fin décembre 2010, 15 % du personnel d'EDF a opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF, d'ERDF et de RTE ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel d'EDF travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

17.4 ●● Sous-traitance

L'accord sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF signé en octobre 2006 a été reconduit en juin 2009 pour une durée indéterminée. Il a fait l'objet d'un bilan à l'automne 2009 jugé positif par les partenaires sociaux. Cet accord met notamment en exergue la volonté de maintenir dans la durée des partenariats industriels et de services, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme.

Par cet accord, EDF s'engage dans des actions concrètes et réalistes pour que les interventions des entreprises sous-traitantes s'effectuent dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité. Un comité de suivi composé des signataires se réunit trois fois par an et examine l'avancement des actions prévues dans le cadre de cet accord.

17.5 ●● Politique de rémunération globale

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités et des résultats obtenus à travers la politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ; et
- les avantages sociaux.

17.5.1 Politique salariale

La politique salariale vise à reconnaître de façon équitable la contribution de chacun à la réussite d'EDF.

Pour les cadres, la rémunération fixe annuelle est complétée par une part variable fondée sur la performance individuelle. Ce principe a été étendu à certains salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise).

En 2010 pour EDF, le salaire brut annuel moyen était de 40 822 euros (base 13 mois) et de 24 244 euros pour le collège exécution, 33 119 euros pour le collège maîtrise et 54 655 euros pour le collège cadre (contre respectivement 24 051 euros, 32 574 euros et 53 922 euros en 2009).

17.5.2 Intéressement

EDF a mis en place, *via* des accords triennaux, un intéressement pour ses salariés depuis plus de 20 ans.

Les salariés ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au Plan d'Épargne Groupe, soit au Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif du Groupe.

Au niveau d'EDF, l'intéressement est composé de trois parts basées sur des critères et des objectifs négociés au niveau de son unité, de sa direction et de l'entreprise. L'accord signé en juin 2008 porte sur les années 2008 à 2010. Au niveau national, six critères de performance relatifs au développement durable ont été retenus pour le calcul de l'intéressement. Sur chaque exercice, le montant de l'intéressement distribué aux salariés dépendra de l'atteinte des objectifs associés à ces critères. Par ailleurs, des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement ont été intégrées dans l'hypothèse où EDF viendrait à bénéficier, par décision des pouvoirs publics, du régime légal de participation. L'accord prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

Depuis la filialisation, RTE et ERDF négocient également leur propre accord d'intéressement. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes.

En 2010, ces accords ont permis de verser aux salariés d'EDF, d'ERDF et de RTE un montant de 155,4 millions d'euros au titre de l'exercice 2009.

17.5.3 Plan d'épargne Groupe

Le Plan d'Épargne Groupe (PEG) 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.

Sept fonds communs de placement dont le FCPE en actions EDF sont ouverts à la souscription ; ils totalisent un encours fin 2010 de 4,12 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi qu'une partie des versements volontaires que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

En 2010, l'abondement total brut versé par EDF, ERDF et RTE dans le PEG a été de 116,9 millions d'euros.

17.5.4 Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO)

Le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO) 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 FCPE multi-entreprises d'économie solidaire et le FCPE « CAP HORIZONS » adapté à une épargne de long terme proposant une gamme de gestions évolutives de l'épargne.

Le PERCO totalise à fin 2010 un encours pour EDF, ERDF et RTE EDF Transport de 111 millions d'euros environ. L'intéressement ainsi qu'une partie des versements volontaires que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société. Au titre de l'année 2010, l'abondement total brut versé par EDF, ERDF et RTE EDF Transport dans le PERCO a été d'environ 21,9 millions d'euros.

17.5.5 Participation des salariés aux résultats

En 2008, EDF a sollicité, auprès du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, son inscription sur la liste des entreprises publiques soumises à la participation des salariés aux résultats de l'entreprise. À ce jour, EDF n'est pas éligible au dispositif de participation qui n'a donc pas été mis en place.

17.5.6 Compte-épargne temps (CET)

Des accords CET ont été signés au sein des principales sociétés françaises du Groupe, notamment à EDF, ERDF et RTE EDF Transport.

Au 31 décembre 2010, la valorisation des heures épargnées sur le compte épargne temps des salariés d'EDF, ERDF et RTE EDF Transport, s'élève à 518,6 millions d'euros.

17.5.7 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture du capital de la Société et plus particulièrement 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 du 12 au 22 septembre 2008.

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2010 un peu plus de 44 millions de titres EDF, soit 2,39 % du capital social. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du Plan d'Épargne Groupe, avec une durée de blocage de 5 ans.

17.5.8 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions.

17.5.9 Attributions gratuites d'actions

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 Groupe [1], soit environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays. Les modalités de répartition entre les bénéficiaires ont fait l'objet d'un accord collectif signé le 8 juin 2007 par trois organisations syndicales. Ce plan a conduit à l'attribution de 19,2 actions par salarié bénéficiaire en moyenne, avec un minimum de 10 et un maximum de 50.

1. *A l'exception principalement des salariés d'Edison et d'EnBW.*

L'attribution définitive des actions était soumise à deux conditions : une condition de performance collective, à savoir, une progression pluriannuelle moyenne de l'EBITDA du Groupe d'au moins 3 % par an sur la période 2006-2008, remplie au 31 décembre 2008, et une condition de présence continue durant la période d'acquisition.

Plus de 2,7 millions d'actions ont été livrées aux salariés bénéficiaires le 31 août 2009. Elles seront disponibles le 30 août 2011 (nominatif) et le 30 août 2014 (PEG EDF).

La Société n'a pas procédé à de nouvelles attributions gratuites d'actions depuis août 2007.

17.6 ●● Politique sociale

17.6.1 Le statut du personnel des Industries électriques et gazières

Au 31 décembre 2010, la quasi-totalité du personnel d'EDF, ERDF et RTE EDF Transport, Electricité de Strabourg et pour partie Tiru relève du statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG) [1]. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises de la branche des IEG.

Conformément aux dispositions des articles L. 2233-1 et L. 2233-2 du Code du travail, les dispositions statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut ainsi que, depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du Service Public de l'Électricité, par des accords collectifs de branche (articles L. 713-1 et L. 713-2 du Code du travail).

Le statut, dans ses principales dispositions, a évolué de la manière suivante : le régime spécial d'assurance maladie-maternité réformé par le décret du 30 mars 2007 est désormais géré par la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG) et le système des institutions représentatives du personnel (IRP), a fait l'objet d'une réforme imposée par la loi du 9 août 2004, dans le but de l'adapter aux règles du Code du travail. Cette réforme s'est traduite par la modification des articles 3, 31, 33 et 34 du Statut par décret du 11 avril 2007.

Par ailleurs, le régime spécial de retraite a fait l'objet de réformes en 2008 et en 2010 : la première dans le cadre de la réforme des régimes spéciaux, la deuxième dans le cadre de la loi du 9 novembre 2010 réformant notamment les retraites du régime général et de la fonction publique.

Pour le reste, le statut comporte un ensemble de dispositions relatives à des domaines analogues à ceux d'autres conventions collectives de branche (classifications, rémunérations, embauche, discipline, congés, etc.).

17.6.1.1 Régime spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG. Il a fait l'objet d'une première réforme par la loi du 9 août 2004 portant à la fois sur le financement et sur la gestion du régime. Ainsi, depuis le 1er janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse Nationale des IEG (« CNIEG »). Cette caisse prend désormais en charge non seulement le risque vieillesse, mais également les risques accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès ainsi que les avantages familiaux versés aux inactifs.

La loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application ont fixé les principes en matière de financement du régime spécial de retraite des IEG à compter du 1er janvier 2005. La pension unique versée par la CNIEG à chaque retraité des IEG est financée :

- pour partie par la CNAVTS, l'AGIRC et l'ARRCO dans le cadre des conventions financières qui ont défini les conditions de l'adossement du régime spécial des IEG aux régimes obligatoires de droit commun. La CNIEG verse aux régimes de droit commun les cotisations acquittées par les salariés et les employeurs de la branche des IEG. En contrepartie, la CNIEG reçoit de ces régimes, les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés (inactifs) des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés aux régimes de droit commun dits régimes de base ; conformément aux conventions conclues en 2005 avec l'ARRCO et l'AGIRC pour l'adossement du régime spécial de retraite des IEG aux régimes de retraite complémentaire, les parties aux deux conventions ont négocié en 2010 la fixation définitive des taux de validation des droits acquis avant le 1er janvier 2005 dans le cadre de l'adossement du régime ;
- pour partie par le produit de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA ») perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité ;
- pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques de retraite des IEG, par les employeurs.

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.

Sans remise en cause des nouvelles modalités de financement et de gestion du régime spécial de retraite des IEG, une réforme des droits à retraite est entrée en vigueur le 1er juillet 2008. Elle consiste principalement à introduire, comme dans le régime de la fonction publique (loi du 21 août 2003) les éléments suivants :

- un allongement progressif de la durée d'assurance pour bénéficier d'une pension complète ;
- les dispositifs de décote et de surcote selon la durée d'assurance totalisée, tous régimes confondus, par l'assuré ;
- une règle de revalorisation des pensions de retraite désormais liée à l'évolution des prix et non plus à l'évolution des salaires ;
- des conditions nouvelles, identiques pour les hommes et pour les femmes, pour bénéficier des droits familiaux en matière de retraite.

Ces modifications, ainsi que la suppression de la condition de durée de services de quinze ans afin de pouvoir bénéficier d'une pension du régime spécial, ont été introduites dans l'annexe 3 du statut national du

1. *Le personnel des autres filiales françaises du Groupe ne relève pas du statut des IEG.*

personnel des IEG par le décret n° 2008-627 du 27 juin 2008. Ce décret a également modifié le régime spécial d'invalidité des IEG.

En outre, le décret n° 2008-653 du 2 juillet 2008, qui supprime les conditions d'âge et de nationalité à l'embauche, a introduit diverses modifications au statut national du personnel et en particulier une limite d'âge à 65 ans. Le décret relatif aux mises en inactivité d'office a été abrogé par le décret n° 2008-1072 du 20 octobre 2008.

Le décret n° 2008-1514 du 30 décembre 2008 a édicté les dispositions suivantes applicables au 1er janvier 2009:

- mise en œuvre d'un dispositif de départ anticipé pour carrière longue ;
- revalorisation des pensions de retraite et d'invalidité au 1er avril dans les mêmes conditions que celles applicables au régime général et à la fonction publique ;
- augmentation du taux de la surcote comme pour les autres régimes de retraite ;
- suppression du plafond de cumul emploi-retraite dans les mêmes conditions que celles applicables au régime général.

La loi n° 2010-1330 du 9 novembre 2010 portant réforme des retraites n'est pas d'application directe dans les régimes spéciaux, la réglementation devant être modifiée par décret. Le Conseil d'administration de la Caisse nationale des IEG a rendu un avis sur le projet de modification du régime spécial des IEG le 6 janvier 2011. Ce projet de texte transpose au régime des IEG tous les éléments de la réforme, notamment le relèvement progressif de deux ans de l'âge d'ouverture du droit à pension, y compris pour les anticipations de départ. Cette disposition n'entrera en vigueur qu'en 2017 pour tenir compte du calendrier de mise en œuvre de la réforme de 2008. Comme dans la fonction publique, les dispositifs de départ au titre des enfants seront mis en extinction et les durées de services pour bénéficier d'un départ anticipé au titre des services actifs seront également progressivement relevées de deux ans.

Le Conseil supérieur de l'énergie a par ailleurs rendu un avis sur le projet de relèvement de la limite d'âge permettant à l'employeur de rompre le contrat de travail : à partir de 2017, cette limite sera progressivement portée de 65 à 67 ans.

17.6.1.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a institué, pour les personnels actifs et inactifs de la branche, un régime spécial d'assurance maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale. Le régime est géré par des représentants du personnel élus et des retraités des IEG. Sa gestion est assurée par la CAMIEG. Le régime est placé sous la tutelle de l'État qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations.

17.6.2 Protection sociale complémentaire

Depuis 2008, les salariés statutaires des entreprises du Groupe en France bénéficient de dispositifs de protection sociale complémentaire portant sur :

- Le complément invalidité (accord de branche du 24 avril 2008), applicable depuis le 1er juillet 2008 ;
- La prévoyance : capitaux décès et rentes d'éducation (accord de branche du 27 novembre 2008), applicable depuis le 1er janvier 2009 ;
- Le régime de retraite supplémentaire (accord de branche du 21 février 2008 et accord de groupe du 12 décembre 2008), complété par des dispositions d'entreprise, applicable depuis le 1er janvier 2009 (pour ERDF, 1er octobre 2010) ;
- La couverture supplémentaire maladie (accord de branche du 4 juin 2010), applicable à compter du 1er janvier 2011.

Ces dispositifs sont cofinancés par l'employeur et à adhésion obligatoire pour les salariés.

17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel

17.6.3.1 Le dialogue social en France

La négociation collective s'est intensifiée au sein d'EDF depuis plusieurs années, à partir d'une démarche concertée avec les organisations syndicales autour d'un agenda social renouvelé tous les deux ans. Le 3ème agenda social, signé par l'ensemble des organisations syndicales (CGT, CFDT, CFTC, FO et CFE-CGC) le 10 juillet 2008 pour la période 2008-2010, est arrivé à échéance en juillet 2010. Il a permis la signature de 35 accords collectifs de Groupe ou d'entreprise.

Au nombre de ces accords figurent en particulier :

- Sur la formation : l'accord « Défi Formation » précité pour le développement du patrimoine humain et industriel du groupe EDF signé le 10 septembre 2010 à l'unanimité des organisations syndicales. Cet accord résulte de la volonté du Président-Directeur Général de renouer un dialogue social dynamique dans le domaine de la formation et d'assurer la possibilité d'évoluer tout au long de leur carrière professionnelle, dans un contexte de fort renouvellement des compétences au sein du Groupe.
- Sur la qualité de vie au travail : « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail des salariés d'EDF » signé le 10 novembre 2010 par la CFDT, CFE-CGC, CGT-FO et un accord sur le Dialogue social concernant la santé au travail à EDF signé par CFDT, CFE-CGC, CFTC, CGT-FO qui prévoit la mise en place d'une instance nationale de concertation sur le sujet.
- Sur l'emploi et les compétences : un accord sur la « Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences » (GPEC) signé le 29 janvier 2010, visant notamment à donner aux salariés une plus grande visibilité sur l'emploi et les métiers afin qu'ils puissent bâtir un parcours professionnel motivant. C'est également dans ce cadre qu'a été signé à l'unanimité des organisations syndicales, le 25 février 2009, l'accord 2009-2012 pour l'intégration des personnes handicapées à EDF.
- Sur la rémunération globale et la protection des salariés : un accord sur un plan d'épargne retraite collective [1] (voir section 17.5.4 (« Plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO) ») et un accord sur un régime supplémentaire de retraite [2] (voir section 17.6.1.1 (« Régime spécial de retraite ») ont été signés respectivement le 17 juillet 2009 et le 12 décembre 2008.

1. *Accord du 17 juillet 2009 portant règlement du plan d'épargne pour la retraite collectif du groupe EDF, signé par la CFDT, la CFTC, la CFE-CGC et FO.*
2. *Accord du 12 décembre 2008 relatif à la mise en place d'un régime supplémentaire de retraite dans le groupe EDF signé par la CFDT, la CFTC et la CFE-CGC.*

17.6.3.2 La représentation du personnel en France

Conformément à la loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz, de nouvelles institutions représentatives du personnel (IRP) ont été mises en place lors des élections professionnelles d'entreprise de 2007 et les organismes statutaires ont fait place aux instances de droit commun (comités d'établissements, Comité central d'entreprise, délégués du personnel).

Les entreprises de la branche des IEG ont élu, le 29 novembre 2007, leurs premiers délégués du personnel et les membres de leurs premiers comités d'établissement. Au niveau d'EDF, il existe à ce jour 56 comités d'établissement, un Comité central d'entreprise et 113 établissements ayant un délégué du personnel. Les mandats des représentants du personnel étant d'une durée de 3 ans, l'accord de branche du 11 décembre 2009 a fixé au 25 novembre 2010 la date du premier tour des élections professionnelles des entreprises de la Branche des IEG.

Ces élections ont conduit à l'application des dispositions de la loi du 20 août 2008 relative à la rénovation de la démocratie sociale, qui a réformé en profondeur les règles de la représentativité syndicale. Désormais, pour pouvoir être reconnue comme représentative, une organisation syndicale doit justifier d'un score d'au moins 10 % des voix au premier tour des élections des membres titulaires des comités d'établissement. Ce premier tour était jusqu'alors réservé aux organisations syndicales représentatives (soit CGT, CFDT, FO, CFTC et CFE-CGC au niveau d'EDF ainsi que SUD, le STC et l'UTE-UGTG dans certains établissements). En 2010, SUD et l'UNSA ont pu présenter des candidats dans tous les établissements d'EDF.

A l'issue du scrutin, quatre organisations syndicales restent représentatives au niveau d'EDF (CGT, CFDT, CFE-CGC et FO).

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 Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) qui gère les activités au plan national ;
- les Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisées ;
- le Comité de Coordination des CAS : il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS et les CAS.

Suite aux négociations menées au sein de la branche des IEG et à la création, au 1er avril 2007, de la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG) dédiée à la gestion du régime spécial d'assurance maladie des IEG, la CCAS et les CAS ont désormais en charge la seule gestion des activités sociales.

Une nouvelle organisation de la gestion des activités sociales se met progressivement en place, conduisant à diminuer le nombre d'organismes et à mutualiser la gestion de certaines fonctions (immobilier, comptabilité, etc.). De nouvelles modalités de gestion des personnels travaillant dans ces organismes sont également à l'étude. Le financement des activités sociales des IEG est assuré par un prélèvement de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, dont à titre principal EDF, GDF Suez et les entreprises locales de distribution. En 2010, le montant comptabilisé par EDF, ERDF et RTE EDF Transport au titre du 1 % est de 318 millions d'euros. En outre, conformément aux dispositions de l'article R. 2323-20 du Code du travail, les dépenses liées à la restauration s'élèvent à 35,9 millions d'euros en 2010 pour EDF, ERDF et RTE EDF Transport.

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. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

17.6.3.3 Dialogue social et représentation du personnel du Groupe

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

Instances de dialogue social

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. Le CEE du groupe EDF est aujourd'hui composé de 33 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale 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 relatives à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la responsabilité sociale du groupe EDF.

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France a été signé le 1er septembre 2008 par les 5 organisations syndicales représentatives. Conformément aux critères légaux, 14 sociétés du groupe EDF (dont RTE EDF Transport et ERDF) ont été intégrées au périmètre du Comité de Groupe, composé de 28 membres titulaires. Le Comité de Groupe s'est réuni à trois reprises en 2010.

Accord-cadre sur la responsabilitité sociale d'entreprise (RSE)

L'accord-cadre RSE d'EDF a été négocié, puis signé le 24 janvier 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les quatre fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des sociétés qu'elle contrôle dans le respect du principe de subsidiarité. Pour le Groupe, cet accord permet de contribuer à l'amélioration durable des performances, à la construction d'une identité de Groupe, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

En application de cet accord, un dialogue social a été engagé dans l'ensemble des sociétés du Groupe signataires afin d'identifier, de façon concertée, les modalités de mise en œuvre locale et les initiatives à entreprendre de façon prioritaire.

Un bilan de mise en œuvre est réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée, au niveau du Groupe : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe.

Soulignant les progrès réalisés, les signataires ont renégocié un nouvel accord dans le même esprit que le premier. Signé en janvier 2009 pour une période de 4 ans, ce deuxième accord renforce les engagements du Groupe, en particulier sur des sujets comme la sous-traitance, la lutte contre le changement climatique et la biodiversité.

En 2010, la revue a porté notamment sur les 6 priorités de l'année 2009 : les parcours professionnels, l'anticipation et l'accompagnement social des restructurations industrielles, la lutte contre les discriminations, les relations avec les sous-traitants, les clients vulnérables, ainsi que le partage de l'information et le dialogue social, ceci au travers de réalisations et de pratiques concrètes communiquées par les sociétés couvertes par l'accord.

17.7 ●● Participation des mandataires sociaux dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF

17.7.1 Participation des mandataires sociaux

Au 31 décembre 2010, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 1 579 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 ainsi que le mode de détention de ces titres :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2010	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2009
Henri PROGLIO (1)	51	51
Christine CHABAUTY (2)	135	131
Philippe CROUZET (1)	200	200
Mireille FAUGÈRE (1)	106	106
Alexandre GRILLAT (2)	307	583
Michael JAY (1)	100	0
Bruno LAFONT (1)	150	150
Philippe MAISSA (1)	0	39
Pierre MARIANI (1)	1	1
Philippe PESTEIL (2)	504	467
Maxime VILLOTA (2)	25	24
TOTAL	**1 579**	**1 752**

(1) Actions détenues en propre.
(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

Messieurs Abadie, Comolli, d'Escatha, Josse, Maïssa, Rignac, Sellal et Van de Maele ne détenaient aucune action d'EDF au 31 décembre 2010.

17.7.2 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'AMF [1] 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 assimilées 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 2010 par les membres du Conseil d'administration.

1. *Article 223-26 du Règlement général de l'AMF.*

18 PRINCIPAUX ACTIONNAIRES

18.1 Répartition du capital et des droits de vote 262
18.2 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 262

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 décembre 2010			Situation au 31 décembre 2009			Situation au 31 décembre 2008		
	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	1 561 973 336	84,48	84,51	1 561 973 336	84,48	84,49	1 542 738 898	84,66	84,82
Institutionnels et particuliers	242 118 351	13,10	13,10	241 815 830	13,08	13,08	239 497 796	13,15	13,17
Actionnariat Salarié (1)	44 226 374 (2)	2,39	2,39	44 841 827 (3)	2,43	2,43	36 672 396 (4)	2,01	2,01
Actions autodétenues	548 601	0,03	–	235 669	0,01	–	3 262 000	0,18	–
TOTAL	**1 848 866 662**	**100**	**100**	**1 848 866 662**	**100**	**100**	**1 822 171 090**	**100**	**100**

(1) Le nombre d'actions indiqué inclut les 874,3 parts du compartiment « Énergie Multi » du fonds commun de placement d'entreprise «Actions EDF » correspondant à 8 743 actions de la Société (voir section 21.1.3.2 (« Synthèse des opérations réalisées par la société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2010 »)).

(2) Ce nombre comprend d'une part 39 875 700 actions (représentant 2,16 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (dont 38 838 151 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 4,3 millions d'actions, représentant 0,23 % 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 40 251 843 actions (représentant 2,18 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (dont 38 816 525 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 4,6 millions d'actions, représentant 0,25 % 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.

(4) Ce nombre comprend d'une part 32 984 022 actions (représentant 1,81 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (dont 32 587 194 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 3 688 374 actions, représentant 0,20 % 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.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2010, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date :

	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 561 973 336	84,48
Institutionnels Europe hors France	74 479 127	4,03
Institutionnels reste du monde	66 682 597	3,61
Institutionnels France	55 683 539	3,01
Actionnaires individuels	45 273 088	2,45
Actionnariat salarié	44 226 374	2,39
Autodétention	548 601	0,03
TOTAL	**1 848 866 662**	**100**

Aucun autre actionnaire ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

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.

19 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS

19.1 Relations avec l'État 264
19.2 Relations avec GDF Suez 265
19.3 Relations avec le groupe AREVA 265
19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation 265

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 2010 est indiqué à la note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010 et les informations relatives aux conventions réglementées visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit en Annexe D du présent document de référence.

19.1 Relations avec l'État

Au 31 décembre 2010, l'État détenait 84,48 % du capital social et 84,51 % des droits de vote d'EDF. Tel que mentionné à la section 4.1.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ») ci-dessus, les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil de 70 %.

L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires. En particulier, l'État, en tant qu'actionnaire principal, peut, en pratique, déterminer l'issue du vote des actionnaires dans l'élection des administrateurs et plus généralement dans toute question soumise au vote de l'Assemblée générale.

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 dans la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec l'ensemble des 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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du groupe EDF conclu entre l'État et le groupe EDF 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. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les deux 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. Après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix. Enfin, 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.

En outre, 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 n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993. Enfin, 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. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter à la section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus.

L'État et EDF ont conclu le 24 octobre 2005 un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)).

Par ailleurs, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)), et notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, pour fixer les tarifs de vente réglementés, et pour fixer les tarifs de transport et de distribution ainsi que le montant de la CSPE.

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales et les entreprises du secteur public. Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

19.2 Relations avec GDF Suez

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette loi prévoit que des conventions particulières peuvent être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette loi, des entités communes avaient été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS »), devenue le Centre National d'expertise et des Relations Professionnelles (« CNERP ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la loi de 1946 qui prévoit qu'EDF et Gaz de France, alors détenues toutes deux majoritairement par l'État, peuvent créer par convention des services communs. La création de tels services est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :

- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'œuvre des travaux ;
- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;
- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

L'article 27 de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie est venu imposer la création d'un service commun aux deux filiales en charge respectivement de la distribution d'électricité et de gaz, non doté de la personnalité morale.

À la suite de la filialisation des activités de distribution, les deux filiales d'EDF et GDF Suez, ERDF et GrDF, partagent un service commun conformément au cadre légal. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun, voir la section 6.2.2.2.1 (« Organisation d'ERDF »).

19.3 Relations avec le groupe AREVA

En application des décisions du Conseil de politique nucléaire (« CPN ») du 27 juillet 2010 relatives à la constitution d'un partenariat stratégique entre EDF et AREVA, le CPN lors d'une réunion du 21 février 2011 a souhaité la conclusion d'un accord entre les deux entreprises portant sur la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours en France et en Chine, l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant afin d'accroître la performance opérationnelle des réacteurs et de préparer l'allongement de leur durée de fonctionnement au-delà de 40 ans et enfin sur la gestion du cycle du combustible, afin notamment de renforcer la coopération industrielle sur le stockage des déchets radioactifs.

Par ailleurs, dans le but de renforcer l'offre et l'efficacité de la filière nucléaire françaises, le CPN a également demandé à EDF, AREVA, GDF Suez et aux autres acteurs intéressés de renforcer leur coopération industrielle et de compléter le programme EPR par le développement d'autres modèles de réacteurs de moyenne puissance correspondant à la demande des clients potentiels.

Voir aussi la section 4.3 (« Facteurs de dépendance ») et 6.1.3 (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »).

19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation sont décrites dans la note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

EDF a conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (voir section 7 (« Organigramme – Relations contractuelles intragroupe »)). Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors bilans consolidés du Groupe.

EDF a conclu avec RTE EDF Transport et ERDF des contrats régissant leurs relations techniques et financières. Les transactions avec RTE EDF Transport, entreprise consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2010, sont présentées en note 24.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

Les autres transactions conclues avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées (consolidées par mise en équivalence) concernent essentiellement des ventes et achats d'énergie.

20..

INFORMATIONS FINANCIÈRES
CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20.1 Informations financières historiques **269**

Comptes consolidés au 31 décembre 2010 **270**

Comptes de résultat consolidés 270

État du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 271

Bilans consolidés 272

Tableaux de flux de trésorerie consolidés 274

Variations des capitaux propres consolidés 276

Annexes aux comptes consolidés 280

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010 ..... **384**

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes **386**

20.4 Politique de distribution de dividendes **387**

20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices **387**

20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré **387**

20.4.3 Délai de prescription 388

20.5 Procédures judiciaires et arbitrages **388**

20.5.1 Procédures concernant EDF 388

20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 392

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2010 395

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale **395**

Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 24 mai 2011.

20.1 Informations financières historiques

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, 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 2009 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 240 à 368) et 20.2 (pages 369 et 370) du document de référence 2009 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 237 à 343) et 20.2 (pages 344 et 345) du document de référence 2008 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

Comptes consolidés au 31 décembre 2010

Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 24 mai 2011.

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009 [1]
Chiffre d'affaires	7	65 165	59 140
Achats de combustible et d'énergie	8	(26 021)	(22 590)
Autres consommations externes	9	(10 582)	(10 213)
Charges de personnel	10	(11 422)	(10 708)
Impôts et taxes	11	(3 227)	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	12	3 090	3 202
Prolongation du TaRTAM – Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	13	(380)	-
Excédent brut d'exploitation		**16 623**	**15 929**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		15	539
Dotations aux amortissements		(7 426)	(6 796)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(428)	(490)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(1 743)	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	15	(801)	173
Résultat d'exploitation		**6 240**	**9 306**
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(2 754)	(2 529)
Charges d'actualisation	16.2	(3 134)	(2 997)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 462	1 322
Résultat financier	16	**(4 426)**	**(4 204)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**1 814**	**5 102**
Impôts sur les résultats	17	(1 079)	(1 432)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	24	134	104
Résultat net des activités en cours de cession		380	311
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**1 249**	**4 085**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**229**	**183**
Résultat net des activités poursuivies		235	158
Résultat net des activités en cours de cession		(6)	25
Dont résultat net – part du Groupe		**1 020**	**3 902**
Résultat net des activités poursuivies		634	3 616
Résultat net des activités en cours de cession		386	286
Résultat net part du Groupe par action :	18		
Résultat par action en euro		0,55	2,14
Résultat dilué par action en euro		0,55	2,14
Résultat par action des activités poursuivies en euro		0,34	1,98
Résultat dilué par action des activités poursuivies en euro		0,34	1,98

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients », IFRIC 12 « Accords de concession de services », de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et du changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading (voir note 2).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2009 est présenté en note 2.

●● État du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009 [1]
Résultat net consolidé		**1 249**	**4 085**
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente [2]	36.2.2	816	1 257
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat		131	60
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture [3]	40.4	24	(1 393)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat		296	1 329
Différences de conversion [4]		2 013	390
Effets d'impôts		(521)	(228)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		**2 759**	**1 415**
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES		**4 008**	**5 500**
dont part du Groupe		**3 679**	**5 282**
Part du Groupe des activités poursuivies		3 212	4 866
Part du Groupe des activités en cours de cession		467	416
dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**329**	**218**
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités poursuivies		332	188
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités en cours de cession		(3)	30

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 et de la norme IFRS 5 (voir note 2).

(2) Dont 818 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2010 (1 252 millions d'euros en 2009).

(3) Dont 41 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2010 ((1 387) millions d'euros en 2009).

(4) Dont 1 894 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2010 (354 millions d'euros en 2009).

Bilans consolidés

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2010	31/12/2009 (1)
Goodwill	19	12 028	13 526
Autres actifs incorporels	20	4 616	5 579
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	21	43 905	42 451
Immobilisations en concessions des autres activités	22	6 027	26 857
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	23	57 268	58 734
Participations dans les entreprises associées	24	7 854	4 421
Actifs financiers non courants	36/46	24 921	24 498
Impôts différés	17.3	2 125	2 490
Actif non courant		**158 744**	**178 556**
Stocks	25	12 685	12 662
Clients et comptes rattachés	26	19 524	19 633
Actifs financiers courants	36	16 788	12 450
Actifs d'impôts courants		525	376
Autres débiteurs	27	9 319	8 111
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 829	6 982
Actif courant		**63 670**	**60 214**
Actifs détenus en vue de leur vente	44	**18 145**	**1 265**
TOTAL DE L'ACTIF		**240 559**	**240 035**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2010	31/12/2009 [1]
Capital	28	924	924
Réserves et résultats consolidés		30 393	28 967
Capitaux propres – part du Groupe		**31 317**	**29 891**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		5 586	4 776
Total des capitaux propres	28	**36 903**	**34 667**
Provisions pour aval du cycle nucléaire	30.1	17 000	17 531
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	30.2	19 383	20 003
Provisions pour avantages du personnel	31	11 745	13 412
Autres provisions	32	1 337	1 188
Provisions non courantes	29	**49 465**	**52 134**
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	33	20 318	19 667
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	33	20 843	20 210
Passifs financiers non courants	38.1	40 646	44 755
Autres créditeurs	35	4 965	3 360
Impôts différés	17.3	4 894	7 654
Passif non courant		**141 131**	**147 780**
Provisions	29	5 010	5 858
Fournisseurs et comptes rattachés	34	12 805	13 348
Passifs financiers courants	38.1	12 766	16 560
Dettes d'impôts courants		396	564
Autres créditeurs	35	18 674	20 847
Passif courant		**49 651**	**57 177**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	44	**12 874**	**411**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**240 559**	**240 035**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 (voir note 2).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009 [1]
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**1 814**	**5 102**
Pertes de valeur (reprises)		1 743	49
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 858	7 563
Produits et charges financiers		1 918	1 441
Dividendes reçus des entreprises associées		112	104
Plus ou moins-values de cession		164	(566)
Variation du besoin en fonds de roulement		(335)	(1 468)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		**15 274**	**12 225**
Frais financiers nets décaissés		(2 197)	(1 367)
Impôts sur le résultat payés		(1 967)	(869)
Annulation de la décision de la Commission européenne		-	1 224
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		**11 110**	**11 213**
Opérations d'investissement :			
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée) [2]		3 398	(14 120)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(12 241)	(11 777)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		188	201
Variations d'actifs financiers		(6 272)	462
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		**(14 927)**	**(25 234)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [3]		(59)	2 350
Dividendes versés par EDF	28.3	(2 163)	(1 228)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(190)	(61)
Actions propres	28.2	(10)	12
Flux de trésorerie avec les actionnaires		**(2 422)**	**1 073**
Émissions d'emprunts		8 642	29 272
Remboursements d'emprunts		(4 652)	(15 244)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		231	253
Subventions d'investissement		149	213
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement		**4 370**	**14 494**
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		**1 948**	**15 567**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(1 869)	1 546
Flux de trésorerie des activités en cours de cession [4]		357	(206)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(1 512)**	**1 340**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture [4]		**6 982**	**5 869**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 512)	1 340
Incidence des variations de change		76	(237)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		29	45
Incidence des autres reclassements		(8)	(35)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [4]		**5 567**	**6 982**

En application de la norme IFRS 5, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est présentée sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2009 est présenté en note 2.

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18, IFRIC 12, et des normes IFRS 5 et IAS 27 amendée « États financiers consolidés et individuels » (voir note 2).

(2) En 2009, l'offre publique d'achat et l'offre publique de retrait de British Energy se sont traduites par un règlement net de la trésorerie reçue de 8 908 millions de livres sterling (9 519 millions d'euros). Par ailleurs, l'acquisition de la participation de 49,99 % dans CENG a conduit à un apport complémentaire de 3 502 millions de dollars américains (2 508 millions d'euros).

(3) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées. En 2009, ce montant inclut la cession d'une participation de 20 % dans Lake Acquisitions/British Energy à Centrica pour 2 215 millions de livres sterling (2 470 millions d'euros).

(4) La variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Activités poursuivies	Activités en cours de cession	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2009	**4 856**	**1 013**	**5 869**
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 213	1 161	12 374
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(25 234)	(2 060)	(27 294)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	15 567	693	16 260
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**1 546**	**(206)**	**1 340**
Incidence des variations de change	(238)	1	(237)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	32	13	45
Incidence des autres reclassements	9	(44)	(35)
Dividendes versés par les activités en cours de cession	224	(224)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2010	**6 429**	**553**	**6 982**
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 110	1 072	12 182
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(14 927)	(673)	(15 600)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	1 948	(42)	1 906
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(1 869)**	**357**	**(1 512)**
Incidence des variations de change	70	6	76
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	6	29
Incidence des autres reclassements	6	(14)	(8)
Dividendes versés par les activités en cours de cession	170	(170)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE 2010	**4 829**	**738**	**5 567**

Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers [2]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2008	**911**	**25 501**	**(186)**	**(1 638)**	**(1 391)**	**23 197**	**1 801**	**24 998**
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 18	-	1 938	-	-	-	1 938	3	1 941
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 12	-	4	-	-	-	4	-	4
Capitaux propres au 1er janvier 2009 retraités	**911**	**27 443**	**(186)**	**(1 638)**	**(1 391)**	**25 139**	**1 804**	**26 943**
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	-	354	1 026	1 380	35	1 415
Résultat net [1]	-	3 902	-	-	-	3 902	183	4 085
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**-**	**3 902**	**-**	**354**	**1 026**	**5 282**	**218**	**5 500**
Dividendes distribués	-	(2 166)	-	-	-	(2 166)	(83)	(2 249)
Augmentation de capital	13	924	-	-	-	937	-	937
Achats/ventes d'actions propres	-	-	12	-	-	12	-	12
Autres variations	-	524	200	(36)	(1)	687	2 837	3 524
Capitaux propres au 31/12/2009 [1]	**924**	**30 627**	**26**	**(1 320)**	**(366)**	**29 891**	**4 776**	**34 667**
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres [3]	-	-	-	1 894	765	2 659	100	2 759
Résultat net	-	1 020	-	-	-	1 020	229	1 249
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**-**	**1 020**	**-**	**1 894**	**765**	**3 679**	**329**	**4 008**
Dividendes distribués [4]	-	(2 163)	-	-	-	(2 163)	(208)	(2 371)
Achats/ventes d'actions propres	-	-	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Autres variations [5]	-	(15)	(36)	(31)	1	(81)	689	608
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2010	**924**	**29 469**	**(19)**	**543**	**400**	**31 317**	**5 586**	**36 903**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 (voir note 2).

(2) 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 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.

(3) Suite à la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni, les produits et charges comptabilisés en capitaux propres intègrent en 2010 un effet positif de 395 millions d'euros (dont 732 millions d'euros au niveau des différences de conversion et (337) millions d'euros au niveau des écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers) suite au recyclage en résultat d'écarts de conversion nets de couverture d'investissement net.

(4) Dont acomptes sur dividendes pour 1 054 millions d'euros et solde du dividende 2009 pour 1 109 millions d'euros.

(5) Les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent un montant de 658 millions d'euros relatifs aux actionnaires minoritaires de SPE (voir note 4.4).

Sommaire

●● Annexes aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 281
- 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 281
- 1.2 Évolutions du référentiel comptable au 1er janvier 2010 281
- 1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 282

Note 2 Comparabilité des exercices 297
- 2.1 Changements de méthodes comptables et de présentation 297
- 2.2 IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » 298
- 2.3 Impact sur les comptes consolidés de l'exercice 2009 299

Note 3 Évolutions réglementaires en France 303
- 3.1 Loi NOME 303
- 3.2 Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) 303
- 3.3 CSPE 303
- 3.4 Réforme des retraites – Application de la loi du 9 novembre 2010 304
- 3.5 Concessions de forces hydrauliques 304

Note 4 Autres opérations et événements majeurs 304
- 4.1 Opérations de structure et désendettement de l'exercice 2010 304
- 4.2 Activités du Groupe aux États-Unis 305
- 4.3 Activités du Groupe en Italie 308
- 4.4 Autres opérations de l'exercice 2010 308
- 4.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2009 309

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 310
- 5.1 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010 310
- 5.2 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2009 310

Note 6 Informations sectorielles 311
- 6.1 Informations par secteurs opérationnels 311
- 6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 312

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 7 Chiffre d'affaires 313

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 313

Note 9 Autres consommations externes 313

Note 10 Charges de personnel 314
- 10.1 Charges de personnel 314
- 10.2 Effectifs moyens 314

Note 11 Impôts et taxes 315

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 315
- 12.1 Subventions d'exploitation 315
- 12.2 Résultat de déconsolidation 316
- 12.3 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation 316

Note 13 Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010 316

Note 14 Pertes de valeur/reprises 316

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation 317

Note 16 Résultat financier 318
- 16.1 Coût de l'endettement financier brut 318
- 16.2 Charge d'actualisation 318
- 16.3 Autres produits et charges financiers 318

Note 17 Impôts sur les résultats 319
- 17.1 Ventilation de la charge d'impôt 319
- 17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective 319
- 17.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature 320
- 17.4 Impôts différés actifs non reconnus 321
- 17.5 Impôts constatés en capitaux propres 321

Note 18 Résultat net et résultat net dilué par action 321

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 19 Goodwill 322
- 19.1 Variation des goodwill 322
- 19.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 323

Note 20 Autres actifs incorporels 323

Note 21 Immobilisations en concessions de distribution publique d'Électricité en France 324
- 21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 324
- 21.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 325

Note 22 Immobilisations en concessions des autres activités 325
- 22.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 325
- 22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 326

Note 23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 326
- 23.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 326
- 23.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 327
- 23.3 Obligations en matière de contrats de location-financement 327

Note 24 Participations dans les entreprises associées 328
- 24.1 RTE EDF Transport 328
- 24.2 Autres entreprises associées 329

Note 25 Stocks 329

Note 26 Clients et comptes rattachés 330

Note 27 Autres débiteurs 330

Note 28 Capitaux propres 331
- 28.1 Capital social 331
- 28.2 Actions propres 331
- 28.3 Distributions de dividendes 331
- 28.4 Gestion du capital 331

Note 29 Provisions 332
Note 30 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction 332
30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire 332
30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs 333
30.3 Provisions d'EDF en France et sécurisation d'une partie de leur financement 334
30.4 Provisions nucléaires de British Energy 338
30.5 Provisions de CENG 339
30.6 Autres filiales 340
Note 31 Avantages du personnel 340
31.1 Variation des provisions 340
31.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel 342
31.3 Hypothèses actuarielles 342
31.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation 343
31.5 Actifs de couverture 344
31.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme 344
Note 32 Autres provisions 345
Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler 345
Note 34 Fournisseurs 346
Note 35 Autres créditeurs 346

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Note 36 Actifs financiers courants et non courants 347
36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 347
36.2 Détail des actifs financiers 347
36.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti 349
36.4 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés 350
Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie 350
Note 38 Passifs financiers courants et non courants 351
38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 351
38.2 Emprunts et dettes financières 351
38.3 Endettement financier net 354
Note 39 Gestion des risques financiers 356
Note 40 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 357
40.1 Couverture de juste valeur 357
40.2 Couverture de flux de trésorerie 358
40.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 358
40.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 358
40.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 361
Note 41 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 362
41.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 362
41.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 363
41.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 364

AUTRES INFORMATIONS

Note 42 Engagements hors bilan 365
42.1 Engagements donnés 366
42.2 Engagements reçus 369
Note 43 Passifs éventuels 371
43.1 Contrôles fiscaux 371
43.2 Litiges en matière sociale 371
43.3 Edipower 371
Note 44 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 372
Note 45 Contribution des coentreprises 374
Note 46 Actifs dédiés d'EDF 374
46.1 Réglementation 374
46.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 375
46.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF 376
46.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2010 376
46.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme à couvrir 376
Note 47 Parties liées 377
47.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 377
47.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 377
47.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 378
Note 48 Environnement 379
48.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre 379
48.2 Certificats d'économies d'énergie 379
48.3 Certificats d'énergie renouvelable 379
Note 49 Événements postérieurs à la clôture 380
49.1 Levée des conditions suspensives relatives à la cession d'EnBW 380
Note 50 Périmètre de consolidation 381

Annexes 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, consolidés par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (coentreprises) consolidés par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable (entreprises associées) consolidés 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 2010 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 14 février 2011. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 mai 2011.

En raison du report de la date d'arrêté des comptes d'Edison annoncé le 19 janvier 2011 (voir note 4.3), le groupe EDF a intégré les comptes d'Edison sur la base de comptes provisoires.

L'exercice 2010 est par ailleurs marqué par trois opérations majeures relatives au périmètre d'activité du Groupe qui, au même titre que les changements de méthodes comptables ou de présentation (décrits en note 2 de l'annexe aux comptes consolidés), affectent la comparabilité des exercices 2009 et 2010. La cession en cours d'EnBW et son reclassement en « Activité en cours de cession » a notamment conduit à modifier les données comparatives telles que publiées en 2009.

Ces opérations sont :

- **La cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques**, finalisée le 29 octobre 2010. La contribution des réseaux britanniques au résultat net du Groupe (notamment du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation) ainsi qu'aux flux de trésorerie porte sur 10 mois en 2010 contre 12 mois dans les chiffres 2009 présentés en comparatif. La finalisation de cette cession a conduit à la décomptabilisation des éléments de bilan liés aux réseaux britanniques et à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 6,7 milliards d'euros au 31 décembre 2010.
- **La cession d'EnBW, approuvée par le Conseil d'administration réuni le 6 décembre 2010**. La contribution d'EnBW au compte de résultat du Groupe est reflétée sur une seule ligne « Résultat net des activités en cours de cession », cette entité ne contribuant donc ni au chiffre d'affaires, ni à l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour les deux années 2009 et 2010. En revanche, sa contribution reste intégrée dans le résultat net du Groupe. De la même manière, la contribution d'EnBW à la variation des flux de trésorerie est présentée sur une seule ligne dédiée aux activités en cours de cession pour les deux exercices présentés. Au niveau du bilan, les actifs et passifs des activités destinées à être cédées sont présentés sur une ligne dédiée en 2010, mais ne sont pas retraités sur l'exercice 2009. La prise en compte de l'impact de la cession d'EnBW sur l'endettement financier du Groupe sera comptabilisée lors de la finalisation de l'opération de cession, attendue sur le premier semestre 2011.
- **La consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport** : le 31 décembre 2010, l'État a nommé deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, ramenant à quatre le nombre d'administrateurs représentants d'EDF à ce conseil composé de douze membres. EDF ne dispose donc plus du contrôle de RTE EDF Transport, qui est de ce fait consolidé par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010. Le compte de résultat du Groupe – notamment l'excédent brut d'exploitation – ainsi que les flux de trésorerie et investissements reflètent la contribution de RTE EDF Transport pour 2010 (l'année 2009 présentée correspondant à 2009 publiée). En revanche, le bilan consolidé du Groupe au 31 décembre 2010 fait apparaître RTE EDF Transport en « Participations dans les entreprises associées », ce qui a conduit à une diminution de l'endettement financier net de 6,3 milliards d'euros par rapport à 2009. Cette diminution tient compte du fait que la créance miroir détenue par le Groupe sur RTE EDF Transport, reflétant la quote-part d'endettement externe d'EDF correspondant au financement de RTE EDF Transport, est portée en déduction de l'endettement financier net.

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 2010 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2010. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives présentées dans l'annexe aux comptes consolidés au titre de l'exercice 2009 sont retraitées des impacts de l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients » et IFRIC 12 « Accords de concession de services », de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », ainsi que du changement de présentation dans le compte de résultat consolidé des effets de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading (voir note 2).

S'agissant des informations comparatives et conformément aux dispositions de la norme IAS 1 « Présentation des états financiers », le groupe EDF présente trois bilans dans ses comptes consolidés (voir note 2).

1.2 ●● Évolutions du référentiel comptable au 1er janvier 2010

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2010 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2009, à l'exception des normes adoptées par l'Union européenne en 2008, 2009 et 2010 et dont l'application est obligatoire à compter du 1er janvier 2010.

Les normes et interprétations suivantes adoptées par l'Union européenne sont d'application obligatoire à partir du 1er janvier 2010 :

- les normes IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » amendée et IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » révisée s'appliquent aux opérations et transactions qui ont lieu à compter du 1er janvier 2010. L'application de ces textes étant prospective, il n'a été procédé à aucun retraitement sur les opérations antérieures au 1er janvier 2010, à l'exception des reclassements opérés sur le tableau de flux de trésorerie entre activités d'investissement et de financement pour tenir compte de l'application rétrospective de l'amendement à IAS 7 découlant de la révision d'IAS 27 (voir note 2) ;
- la norme IFRS 1 « Première adoption des normes internationales d'information financière » révisée ;
- l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » : pour les contrats de concession qui se situent dans le champ d'application de cette interprétation, et selon le mode de rémunération prévu au contrat, le concessionnaire comptabilise les infrastructures comme un actif incorporel ou un actif financier. Cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe (voir note 2) ;
- l'interprétation IFRIC 18 « Transfert d'actifs provenant de clients » s'applique aux contrats (hors du champ d'application des interprétations IFRIC 12 et IFRIC 4) dans lesquels une entité reçoit d'un client un ouvrage de raccordement (ou la trésorerie nécessaire à l'acquisition ou à la construction d'un tel ouvrage). Dans ce cas, IFRIC 18 indique que l'ouvrage doit être inscrit en immobilisations corporelles et définit, en fonction de la nature des prestations reconnues (raccordement et/ou accès continu à une offre de biens ou de services), s'il y a ou non étalement du revenu. Le Groupe a choisi d'appliquer rétrospectivement cette interprétation (voir note 2) ;
- les interprétations IFRIC 15 « Contrats de construction de biens immobiliers », IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » et IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires » ;
- les amendements « Éléments éligibles à la couverture » à l'IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » ;
- les amendements « Exemptions additionnelles pour les premiers adoptants » à IFRS 1 « Première adoption des normes internationales d'information financière » ;
- les amendements « Transactions intra-groupe dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie » à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions ». En outre, ces amendements incluent les dispositions des interprétations IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2 » et IFRIC 11 « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe » qui sont de fait supprimées ;
- l'amendement à IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » contenu dans les améliorations annuelles (2006-2008) des IFRS ;
- les améliorations annuelles (2007-2009) des IFRS.

À l'exception des changements de méthodes et de présentation comptables résultant de l'application de la norme IAS 27 amendée et des interprétations IFRIC 12 et IFRIC 18, le groupe EDF n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre des autres normes, interprétations et amendements de normes listés ci-avant.

De plus, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes adoptés par l'Union européenne en 2009 et 2010 et dont l'application n'est pas obligatoire :

- la norme IAS 24 « Information relative aux parties liées » révisée adoptée par l'Union européenne le 20 juillet 2010 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après le 31 décembre 2010, soit, pour EDF, le 1er janvier 2011 ;
- l'interprétation IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers au moyen d'instruments de capitaux propres » adoptée par l'Union européenne le 24 juillet 2010 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture de la première période annuelle commençant après le 30 juin 2010, soit, pour EDF, le 1er janvier 2011 ;
- l'amendement « Classement des émissions de droits » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » adopté par l'Union européenne le 24 décembre 2009 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après le 31 janvier 2010, soit, pour EDF, le 1er janvier 2011 ;
- les amendements « Exemption limitée à la présentation d'informations comparatives relatives à IFRS 7 par les premiers adoptants » à IFRS 1 adoptés par l'Union européenne le 1er juillet 2010 ;
- les amendements « Paiements anticipés des exigences de financement minimal » à IFRIC 14 adopté par l'Union européenne le 20 juillet 2010 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après le 31 décembre 2010, soit, pour EDF, le 1er janvier 2011.

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne au plus tôt en 2011 :

- les améliorations annuelles (2008-2010) des IFRS ;
- les amendements à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » ;
- les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Sévère hyper-inflation et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants ».

Enfin, dans le cadre du projet de refonte d'IAS 39, l'IASB a adopté une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers – Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009. N'ayant pas fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne, et suivant les dispositions réglementaires en vigueur, cette norme n'est pas applicable par anticipation pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

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 de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés à la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 1.3.17.

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 l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

Enfin, dans le contexte actuel de volatilité des marchés financiers et des prix des matières premières, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques 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.

Des analyses de sensibilité sont présentées en note 30.3.3.3.

1.3.2.2 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 2010 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2010 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 du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.3.

1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise 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 14.

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 et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée 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 privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité. 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 eu l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.26. 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 et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume d'électricité bénéficiant de ce tarif, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et les coûts d'approvisionnement des fournisseurs compensés.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 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 permettront 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, y compris les profits réalisés entre sociétés consolidées, sont éliminées.

La liste des filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 50.

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 1er 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.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est, également, la monnaie fonctionnelle de la société mère. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

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 « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites 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 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 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 livrée non relevée non facturée 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.

Le Groupe applique l'interprétation IFRIC 18 depuis le 1er janvier 2010 de manière rétrospective (note 2.1). Les entités du Groupe (EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Energy et EDF Demasz), pour lesquelles IFRIC 18 entraîne un changement de méthode comptable (suppression de l'étalement de la reconnaissance du chiffre d'affaires), ont repris à cette date leurs produits constatés d'avance existants par la contrepartie de leurs capitaux propres. Elles comptabilisent par ailleurs leurs revenus de raccordement perçus à compter du 1er janvier 2010 en produits de l'année. RTE EDF Transport, quant à elle, par la nature des prestations correspondant à ses contributions et la structure de ses tarifs, continue à opérer un étalement et les participations financières perçues de ses clients lors de leur raccordement aux réseaux de transport d'électricité sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer.

1.3.8 Impôts 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 comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

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 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 est modifié 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.).

1.3.10 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises antérieurs au 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2009, c'est-à-dire selon la méthode de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la nouvelle norme IFRS 3 révisée. Par conséquent, les regroupements d'entreprises intervenus à compter de cette date sont évalués et comptabilisés conformément aux nouvelles dispositions de la méthode de l'acquisition.

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.

Désormais, 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 portant sur des capitaux propres et doit être comptabilisée selon IAS 27 amendée 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 transactions intervenant sous contrôle commun, c'est-à-dire les transactions par lesquelles plusieurs activités sont regroupées et la totalité des parties prenantes au regroupement est contrôlée *in fine* par une même partie ou par plusieurs parties, sont exclues du champ d'application de IFRS 3 révisée.

Les transactions intervenant dans de telles conditions au sein du Groupe sont examinées au cas par cas, afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

Les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition 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.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. 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 perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.16.

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 actifs incorporels 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 ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :
- des logiciels et marques amortis 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* ») ;
- 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 1.3.29 ;
- 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.

1.3.12 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 où ils sont exposés.

Les coûts de développement associés aux puits exploitables commercialement 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 à l'unité de production (UOP – « *Unit of production method* »).

1.3.13 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.

1.3.13.1 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 1.3.23). 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 la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du traitement de ce combustible, ainsi que 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 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 de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions.

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.

1.3.13.2 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 sont en général les suivantes pour les principaux ouvrages :

- Barrages hydroélectriques : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire : 40 à 60 ans
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans
- Installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans

1.3.14 Contrats de concession

1.3.14.1 Méthodes comptables

Le groupe EDF comptabilise les contrats public/privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6 et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats.

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » a été adoptée par l'Union européenne le 25 mars 2009 et est appliquée par le groupe EDF depuis le 1er janvier 2010. Cette interprétation a un impact limité sur le bilan et le compte de résultat du Groupe compte tenu des caractéristiques des contrats de concession.

En effet, 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.

1.3.14.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- 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.

1.3.14.2.1 Les concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, 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 d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Ces contrats d'une durée de 20 à 30 ans relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 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 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.

1.3.14.2.2 Les 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, etc.) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité.

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.

1.3.14.2.3 La concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils étaient inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » au 31 décembre 2009. Suite à la mise en équivalence de RTE EDF Transport à compter du 31 décembre 2010, ces actifs sont compris dans la valeur d'équivalence de RTE EDF Transport au bilan consolidé du Groupe à cette date.

1.3.14.3 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 ». En 2010, suite à la cession des réseaux de distribution au Royaume-Uni et à la cession en cours d'EnBW, les concessions à l'étranger concernent principalement Edison en Italie. Edison est ainsi 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 à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12 (voir note 2).

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 1.3.12).

1.3.15 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.

1.3.15.1 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 une dette financière chez le preneur et à une créance financière 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.

1.3.15.2 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 paiements effectués (reçus) au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges (en produits) dans le compte de résultat.

1.3.15.3 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 d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

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.

1.3.16 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un goodwill ou un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué selon les modalités suivantes :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'Unités Génératrices de Trésorerie, et leur valeur recouvrable.
  Les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres).
  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 déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme. 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 :
- 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 ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans et des hypothèses validées par le Groupe. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :
  - 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 sur les offres ainsi que le niveau d'investissement ;
- 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.

• La juste valeur nette des coûts de sortie est évaluée sur la base de multiples de transactions constatés sur les dernières transactions du secteur correspondant.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.17 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 46.

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.

1.3.17.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus 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.

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivant :

- niveau 1 (cours cotés) : instruments financiers faisant l'objet de cotations sur un marché actif ;
- niveau 2 (données observables) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- niveau 3 (modèle interne) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

1.3.17.1.1 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 car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou 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 leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. 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 sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des autres contrats de matières premières qualifiés de dérivés 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.

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.

1.3.17.1.2 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.

1.3.17.1.3 Prêts et créances financiers

Les prêts et créances financiers 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.

1.3.17.1.4 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.

Les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur 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. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

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 (voir note 1.3.17.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.17.1.5 Dettes financières et dettes d'exploitation

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

1.3.17.1.6 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.

Dans ce cadre, le Groupe considère 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, en date de 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 d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

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 étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

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 où les variations de flux de trésorerie générés 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 étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie 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.

1.3.17.2 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.

1.3.17.2.1 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.

1.3.17.2.2 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 critère de dépréciation utilisé de manière générale une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée et 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 une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée et une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de celle-ci. 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 financeront et la gestion long terme de ces fonds.

1.3.17.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :
- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.17.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

1.3.18 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 de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché. Le coût des stocks est déterminé 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.

1.3.18.1 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 ;
- les éléments combustible, 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 d'éléments combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé 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.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

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.

1.3.18.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les certificats d'énergie renouvelable sont également enregistrés dans les autres stocks (voir note 1.3.29.2).

1.3.19 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.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une dépréciation est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

1.3.20 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 résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

1.3.21 Capitaux propres

1.3.21.1 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.

1.3.21.2 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.

1.3.22 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 de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.23 Provisions hors avantages au personnel

Les provisions sont comptabilisées 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 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.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'une obligation, d'un risque ou 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.

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.

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.

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 de l'électricité,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production 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 décaissements futurs actualisés à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques 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 dans la ligne « Charges d'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 variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.3.24 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 d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

1.3.24.1 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 en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :
- des 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 ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants en prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents, nécessaire pour ouvrir une pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- des 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 Industries électriques et gazières (IEG) ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé suivant la norme IAS 19, comme le taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, le taux des obligations d'État, à la clôture, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et 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 provenant essentiellement de la variation du taux d'actualisation ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :
- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.3.24.2 Engagements concernant les retraites et 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.

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, américaines et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Filiales françaises relevant du régime des IEG

Les filiales qui relèvent des Industries électriques et gazières 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 EDF Transport, Électricité de Strasbourg et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1er janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents c'est-à-dire les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

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 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits passés 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.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la Caisse Nationale des IEG (CNIEG) qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG 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 d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents 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 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 :** les indemnités de secours immédiat au décès 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 2 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 leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.
- **Les autres avantages** comprennent les indemnités compensatrices de 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 des IEG.

1.3.24.3 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 Industries électriques et gazières pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :
- les rentes pour 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 d'invalidité et de prestations d'invalidité. 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.

1.3.25 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, d'une part 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'incessibilité, 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.

1.3.26 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France.

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, depuis le 1er janvier 2007, 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.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

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.

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 2 % 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 5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle actualisation pour l'exercice 2010 :

1.3.26.1 Impact sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)	2010
Résultat d'exploitation	800
Résultat financier	(590)
Résultat avant impôt	210

1.3.26.2 Impact bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)	2010
À l'ouverture	2 330
À la clôture	2 540

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.

1.3.27 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les 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.

1.3.29 Environnement

1.3.29.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, le Groupe a retenu le traitement comptable dit de « l'approche nette » qui consiste à ne rien comptabiliser au titre des émissions réalisées tant que l'entité ne projette pas une position annuelle déficitaire des droits d'émission. Seuls les achats et les ventes de quotas font l'objet d'enregistrements comptables.

De ce fait, le Groupe retient les principes suivants :
- les droits d'émission acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan (valorisation nulle) ;
- lorsque les émissions réalisées sur l'exercice d'une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État possédés à la clôture et non vendus à terme, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette 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. Cette provision est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles au 31 décembre de l'exercice et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre de l'année, 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.

Par ailleurs, les achats/ventes à terme de quotas 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.

1.3.29.2 Certificats d'énergie renouvelable

La valorisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (énergie verte) s'opère à travers deux grands mécanismes :
- le prix de vente qui intègre les coûts liés à la production de cette électricité (EDF) ;
- l'obtention de certificats d'énergie renouvelable.

Ainsi, le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable s'applique :
- aux producteurs non contraints (car l'obligation porte sur la commercialisation : Pologne, EDF EN) ;
- aux producteurs contraints (car l'obligation porte sur la production ou car ils sont également commercialisateurs et ont, à ce titre, une obligation de commercialisation : Edison, Fenice, EDF Energy).

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.

1.3.29.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :
- immobilisations si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges dans 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 d'un dispositif des certificats d'économies d'énergie (semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 15 juillet 2005) :
- les certificats obtenus auprès de l'État 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 et en l'absence d'un marché actif.

1.3.29.4 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 sous trois rubriques :

- 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, représentative d'avantages économiques ;
- 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

Le Groupe a procédé à plusieurs changements de méthodes comptables en 2010. Par ailleurs, l'application de la norme IFRS 5 du fait de l'opération de cession en cours de la participation du Groupe dans EnBW a un impact sur la présentation du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie 2009.

Les effets sur la comparabilité des exercices de ces différents éléments sont présentés ci-après.

2.1 Changements de méthodes comptables et de présentation

2.1.1 IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients »

L'interprétation IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients » est d'application obligatoire depuis le 1er janvier 2010. Elle entraîne un changement de méthode comptable pour EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Energy et EDF Demasz. Pour ces entités, les revenus de raccordement sont comptabilisés à compter du 1er janvier 2010 en produit de l'exercice. L'étalement de ces revenus est par conséquent supprimé et les produits constatés d'avance liés à cet étalement sont repris par les capitaux propres. Pour EDF Energy et EDF Demasz, du fait du mode de rémunération de leurs actifs régulés, la reconnaissance immédiate en chiffre d'affaires est compensée par l'amortissement accéléré des actifs de raccordement concernés. Les évaluations et autres informations nécessaires pour appliquer IFRIC 18 aux transferts passés étant disponibles dans les différentes entités du Groupe concernées, l'interprétation a été appliquée de façon rétrospective. Ce mode d'application conduit à présenter une information comparative de la période précédente. L'impact positif sur les capitaux propres – part du Groupe, s'élève à 1 938 millions d'euros au 1er janvier 2009, et 1 934 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cet impact concerne en totalité EDF, ERDF et Électricité de Strasbourg.

2.1.2 IFRIC 12 « Accords de concession de services »

L'interprétation IFRIC 12 est d'application obligatoire depuis le 1er janvier 2010.

IFRIC 12 s'applique pour certains contrats des sous-groupes Edison et Dalkia, pour lesquels les infrastructures sont comptabilisées comme des actifs incorporels et non plus comme des immobilisations corporelles.

L'application rétrospective de cette norme conduit à présenter une information comparative de la période précédente.

L'impact sur les capitaux propres de l'application d'IFRIC 12 au 1er janvier et au 31 décembre 2009 n'est pas significatif. Au 31 décembre 2009, les actifs corporels nets sont minorés de 124 millions d'euros et les actifs incorporels nets augmentés d'autant.

2.1.3 Changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Afin d'améliorer la lisibilité de sa performance opérationnelle, le Groupe a modifié la présentation dans son compte de résultat de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas ou ne sont plus éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IAS 39. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période.

Le Groupe a décidé en 2010 d'isoler ces éléments au niveau d'une ligne particulière de son 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. Ces effets étaient auparavant enregistrés au niveau du chiffre d'affaires et des achats de combustible et d'énergie, selon que les instruments dérivés étaient destinés à la couverture économique de ventes ou d'achats d'énergie.

Ce changement de présentation a un impact négatif de (539) millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation 2009, dont (332) millions d'euros sur le chiffre d'affaires et (207) millions d'euros sur les achats de combustible et d'énergie. Il n'a pas d'impact au niveau du résultat net consolidé et des capitaux propres consolidés du Groupe.

2.1.4 IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » amendée

La norme IAS 27 amendée modifie les dispositions de la norme IAS 7 « Tableau de flux de trésorerie » de manière rétrospective. De ce fait, une information comparative de la période précédente est fournie.

L'ensemble des flux de trésorerie résultant de changements du pourcentage d'intérêt dans une filiale sans perte de contrôle est dorénavant présenté sur une ligne particulière « Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle » au sein des flux de financement dans le tableau de flux de trésorerie consolidé. Ces flux de trésorerie étaient auparavant présentés au sein des flux d'investissement, au niveau de la ligne « Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée ».

2.2 ●● IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées »

Les impacts de l'application d'IFRS 5 aux états financiers 2009 sont liés à la cession en cours de la participation du Groupe dans EnBW.

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les exercices présentés. Au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés.

Au niveau du bilan, les actifs et passifs des activités destinées à être cédées ne sont en revanche pas retraités sur l'exercice 2009.

2.3 ●● Impact sur les comptes consolidés de l'exercice 2009

2.3.1 Impact sur le compte de résultat 2009

(en millions d'euros)	2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	Impact couverture économique – IAS 39	Impact IFRS 5	2009 retraité
Chiffre d'affaires	66 336	195	5	(332)	(7 064)	59 140
Achats de combustible et d'énergie	(26 558)	-	-	(207)	4 175	(22 590)
Autres consommations externes	(11 231)	-	-	-	1 018	(10 213)
Charges de personnel	(11 452)	-	-	-	744	(10 708)
Impôts et taxes	(2 917)	-	-	-	15	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	3 288	-	(5)	-	(81)	3 202
Excédent brut d'exploitation	**17 466**	**195**	**-**	**(539)**	**(1 193)**	**15 929**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de trading	-	-	-	539	-	539
Dotations aux amortissements	(6 976)	(201)	1	-	380	(6 796)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(490)	-	-	-	-	(490)
(Pertes de valeur)/reprises	(66)	-	-	-	17	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	173	-	-	-	-	173
Résultat d'exploitation	**10 107**	**(6)**	**1**		**(796)**	**9 306**
Coût de l'endettement financier brut	(2 709)	-	-	-	180	(2 529)
Charges d'actualisation	(3 229)	-	-	-	232	(2 997)
Autres produits et charges financiers	1 413	-	-	-	(91)	1 322
Résultat financier	**(4 525)**	**-**	**-**	**-**	**321**	**(4 204)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**5 582**	**(6)**	**1**	**-**	**(475)**	**5 102**
Impôts sur les résultats	(1 614)	2	-	-	180	(1 432)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	120	-	-	-	(16)	104
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	-	-	311	311
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**4 088**	**(4)**	**1**	**-**	**-**	**4 085**
Dont :						
Résultat net des activités poursuivies	3 905	(4)	1	-	(286)	3 616
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	-	-	286	286
Résultat net part du Groupe	**3 905**	**(4)**	**1**	**-**	**-**	**3 902**
Résultat net des activités poursuivies	183	-	-	-	(25)	158
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	-	-	25	25
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**183**	**-**	**-**	**-**	**-**	**183**

2.3.2 Impact sur le bilan au 31 décembre 2009

ACTIF *(en millions d'euros)*	31/12/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	31/12/2009 retraité
Goodwill	13 526	-	-	13 526
Autres actifs incorporels	5 455	-	124	5 579
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	42 451	-	-	42 451
Immobilisations en concessions des autres activités	28 251	(1 270)	(124)	26 857
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	58 734	-	-	58 734
Participations dans les entreprises associées	4 421	-	-	4 421
Actifs financiers non courants	24 498	-	-	24 498
Impôts différés	3 099	(609)	-	2 490
Actif non courant	**180 435**	**(1 879)**	**-**	**178 556**
Stocks	12 662	-	-	12 662
Clients et comptes rattachés	19 633	-	-	19 633
Actifs financiers courants	12 450	-	-	12 450
Actifs d'impôts courants	376	-	-	376
Autres débiteurs	8 111	-	-	8 111
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 982	-	-	6 982
Actif courant	**60 214**	**-**	**-**	**60 214**
Actifs détenus en vue de la vente	**1 265**	**-**	**-**	**1 265**
TOTAL DE L'ACTIF	**241 914**	**(1 879)**	**-**	**240 035**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	31/12/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	31/12/2009 retraité
Capital	924	-	-	924
Réserves et résultats consolidés	27 028	1 934	5	28 967
Capitaux propres – part du Groupe	**27 952**	**1 934**	**5**	**29 891**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 773	3	-	4 776
Total des capitaux propres	**32 725**	**1 937**	**5**	**34 667**
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 531	-	-	17 531
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	20 003	-	-	20 003
Provisions pour avantages du personnel	13 412	-	-	13 412
Autres provisions	1 188	-	-	1 188
Provisions non courantes	**52 134**	**-**	**-**	**52 134**
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France :				
- existants	19 667	-	-	19 667
- à renouveler	20 217	-	(7)	20 210
Passifs financiers non courants	44 755	-	-	44 755
Autres créditeurs	5 725	(2 365)	-	3 360
Impôts différés	7 652	-	2	7 654
Passif non courant	**150 150**	**(2 365)**	**(5)**	**147 780**
Provisions	5 858	-	-	5 858
Fournisseurs et comptes rattachés	13 348	-	-	13 348
Passifs financiers courants	16 560	-	-	16 560
Dettes impôts courants	564	-	-	564
Autres créditeurs	22 298	(1 451)	-	20 847
Passif courant	**58 628**	**(1 451)**	**-**	**57 177**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	**411**	**-**	**-**	**411**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**241 914**	**(1 879)**	**-**	**240 035**

2.3.3 Impact sur le bilan au 1er janvier 2009

ACTIF *(en millions d'euros)*	01/01/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	01/01/2009 retraité
Goodwill	6 807	-	-	6 807
Autres actifs incorporels	3 099	-	124	3 223
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	41 213	-	-	41 213
Immobilisations en concessions des autres activités	26 959	(1 000)	(124)	25 835
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	39 403	-	-	39 403
Participations dans les entreprises associées	2 852	-	-	2 852
Actifs financiers non courants	18 103	-	-	18 103
Impôts différés	2 900	(611)	-	2 289
Actif non courant	**141 336**	**(1 611)**	**-**	**139 725**
Stocks	9 290	-	-	9 290
Clients et comptes rattachés	19 144	-	-	19 144
Actifs financiers courants	15 329	-	-	15 329
Actifs d'impôts courants	992	-	-	992
Autres débiteurs	8 530	-	-	8 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 869	-	-	5 869
Actif courant	**59 154**	**-**	**-**	**59 154**
Actifs détenus en vue de la vente	**2**	**-**	**-**	**2**
TOTAL DE L'ACTIF	**200 492**	**(1 611)**	**-**	**198 881**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	01/01/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	01/01/2009 retraité
Capital	911	-	-	911
Réserves et résultats consolidés	22 286	1 938	4	24 228
Capitaux propres – part du Groupe	**23 197**	**1 938**	**4**	**25 139**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1 801	3	-	1 804
Total des capitaux propres	**24 998**	**1 941**	**4**	**26 943**
Provisions pour aval du cycle nucléaire	14 686	-	-	14 686
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	13 886	-	-	13 886
Provisions pour avantages du personnel	12 890	-	-	12 890
Autres provisions	1 953	-	-	1 953
Provisions non courantes	**43 415**	**-**	**-**	**43 415**
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France :				
- existants	19 025	-	-	19 025
- à renouveler	19 491	-	(6)	19 485
Passifs financiers non courants	25 584	-	-	25 584
Autres créditeurs	5 628	(2 380)	-	3 248
Impôts différés	4 134	(1)	2	4 135
Passif non courant	**117 277**	**(2 381)**	**(4)**	**114 892**
Provisions	4 722	-	-	4 722
Fournisseurs et comptes rattachés	13 957	-	-	13 957
Passifs financiers courants	18 958	-	-	18 958
Dettes impôts courants	383	-	-	383
Autres créditeurs	20 197	(1 171)	-	19 026
Passif courant	**58 217**	**(1 171)**	**-**	**57 046**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**200 492**	**(1 611)**	**-**	**198 881**

2.3.4 Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2009

(en millions d'euros)	2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	Impact IAS 7 amendée	Impact IFRS 5	2009 retraité
Opérations d'exploitation :						
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**5 582**	**(6)**	**1**	**-**	**(475)**	**5 102**
Pertes de valeurs/(reprises)	66	-	-	-	(17)	49
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 805	201	(1)	-	(442)	7 563
Produits et charges financiers	1 477	-	-	-	(36)	1 441
Dividendes reçus des entreprises associées	143	-	-	-	(39)	104
Plus- ou moins-values de cession	(569)	-	-	-	3	(566)
Variation du besoin en fonds de roulement	(983)	(195)	-	-	(290)	(1 468)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 521**	**-**	**-**	**-**	**(1 296)**	**12 225**
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	-	-	-	41	(1 367)
Impôts sur le résultat payés	(963)	-	-	-	94	(869)
Annulation de la décision de la Commission européenne	1 224	-	-	-	-	1 224
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**12 374**	**-**	**-**	**-**	**(1 161)**	**11 213**
Opérations d'investissement :						
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	(13 160)	-	-	(2 350)	1 390	(14 120)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(12 370)	-	-	-	593	(11 777)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	252	-	-	-	(51)	201
Variations d'actifs financiers	334	-	-	-	128	462
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(24 944)**	**-**	**-**	**(2 350)**	**2 060**	**(25 234)**
Opérations de financement :						
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	2 350	-	2 350
Dividendes versés par EDF	(1 228)	-	-	-	-	(1 228)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(83)	-	-	-	22	(61)
Actions propres	12	-	-	-	-	12
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**(1 299)**	**-**	**-**	**2 350**	**22**	**1 073**
Émissions d'emprunts	30 228	-	-	-	(956)	29 272
Remboursements d'emprunts	(15 486)	-	-	-	242	(15 244)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	253	-	-	-	-	253
Subventions d'investissement	214	-	-	-	(1)	213
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement	**15 209**	**-**	**-**	**-**	**(715)**	**14 494**
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**13 910**	**-**	**-**	**2 350**	**(693)**	**15 567**
Flux de trésorerie des activités poursuivies	1 340	-	-	-	206	1 546
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	-	-	-	(206)	(206)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**1 340**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 340**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**5 869**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5 869**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 340	-	-	-	-	1 340
Incidence des variations de change	(237)	-	-	-	-	(237)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	45	-	-	-	-	45
Incidence des autres reclassements	(35)	-	-	-	-	(35)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**6 982**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6 982**

Note 3 - Évolutions réglementaires en France

3.1 ●● Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010 et publiée au Journal Officiel le 8 décembre. Ses décrets d'application sont attendus pour 2011. Cette loi a pour objectif la mise en place d'une nouvelle organisation du marché français de l'électricité qui concilie une forte régulation et un développement de la concurrence.

Elle prévoit la mise en place d'un accès régulé à l'électricité du parc nucléaire existant, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals en France métropolitaine et aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Ainsi, EDF cédera jusqu'à 100 TWh par an (environ 25 %) de l'électricité produite par les centrales du parc nucléaire historique à un prix régulé, le prix de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH).

Ce système sera effectif pour une période de 15 ans, jusqu'au 31 décembre 2025.

La loi pérennise les tarifs réglementés pour les clients résidentiels et les petits consommateurs professionnels mais supprime les tarifs réglementés pour les entreprises à partir du 31 décembre 2015. Le TaRTAM disparaîtra à la mise en place effective du dispositif de l'ARENH.

La loi autorise EDF à prolonger de 5 ans l'échéance de constitution des actifs dédiés au financement du démantèlement des installations nucléaires et de l'aval du cycle du combustible instaurée par la loi du 28 juin 2006. L'échéance est donc décalée de mi-2011 à mi-2016.

3.2 ●● Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), applicable de plein droit au consommateur final d'électricité qui choisit d'en bénéficier. Les fournisseurs qui – suite à cette demande – vont alimenter leurs clients au TaRTAM, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire. La loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008 a prévu une application du TaRTAM jusqu'en juin 2010.

La loi du 7 juin 2010 a prolongé le dispositif du TaRTAM de 6 mois jusqu'au 31 décembre 2010. Par ailleurs, la loi NOME a prolongé le dispositif jusqu'à la mise en place effective de l'ARENH, attendue en 2011, pour laquelle des textes d'applications sont nécessaires.

La prolongation du dispositif TaRTAM résultant de l'application des lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010 se traduit dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2010 par une charge de 401 millions d'euros au titre de la compensation des fournisseurs d'électricité sur le second semestre 2010 et sur 2011, compensée à hauteur de 21 millions d'euros par les refacturations attendues auprès de partenaires dans les centrales nucléaires auxquels ces charges sont répercutées.

Ce montant est estimé au mieux de la connaissance du Groupe à partir d'une série d'hypothèses sujettes à des aléas.

3.3 ●● 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 EDF. Elle est perçue directement par les commercialisateurs d'électricité, dont EDF, auprès du consommateur final et était fixée à 4,5 euros/MWh depuis 2004 et limitée à 7 % du tarif (soit 5,48 euros/MWh).

La loi de finances 2011 supprime le plafond légal et dispose que, lorsque le Gouvernement ne donne pas suite à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie, le montant proposé par celle-ci (12,9 euros/MWh en 2011) entrera automatiquement en vigueur le 1er janvier dans la limite d'une augmentation annuelle de 3 euros/MWh.

Ainsi, à compter du 1er janvier 2011, la CSPE est relevée à 7,5 euros/MWh.

3.4 ●● Réforme des retraites – application de la loi du 9 novembre 2010

La loi du 9 novembre 2010 est venue modifier le régime général des retraites. Ainsi, sont relevés progressivement de deux ans l'âge d'ouverture des droits à retraite, l'âge d'annulation de la décote et la limite d'âge d'activité.

Du fait de l'adossement, intervenu en 2004, du régime spécial de retraite des Industries électriques et gazières (IEG) au régime général des retraites, ce relèvement de l'âge d'ouverture des droits du régime général vient modifier les droits repris par les régimes de droit commun pour EDF et les filiales du Groupe faisant partie des IEG.

Ce texte de loi est transposé aux IEG par une modification du statut national du personnel qui précise le calendrier de relèvement progressif pour les IEG, puisque celui-ci ne prendra effet qu'à compter de 2017.

La principale mesure de cette réforme concernant l'âge de départ en retraite, c'est-à-dire une des hypothèses actuarielles prises en compte dans le calcul de l'engagement, il a été décidé de considérer cette réforme – ainsi que toutes les mesures comptabilisées en 2010 en lien avec la réforme – comme une modification d'hypothèses actuarielles.

3.5 ●● Concessions de forces hydrauliques

Le ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer a rendu public le 22 avril 2010 la liste des concessions hydroélectriques qui seront renouvelées d'ici 2015. Dix concessions regroupant une cinquantaine d'ouvrages et représentant une puissance de 5 300 MW (dont 4 350 MW produits par EDF) sont concernées. L'État a privilégié le regroupement d'ouvrages dans une même vallée, de façon à ce qu'un seul interlocuteur soit responsable de l'exploitation des ouvrages et de la satisfaction des besoins des différentes parties prenantes. Les concessionnaires concernés percevront des indemnités – qui restent à définir – en cas de rupture anticipée des concessions. De ce fait, aucun impact ne figure dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 à ce titre.

Note 4 - Autres opérations et événements majeurs

4.1 ●● Opérations de structure et désendettement de l'exercice 2010

4.1.1 Cession de la participation dans EnBW

4.1.1.1 Processus de cession de la participation dans EnBW

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le 6 décembre 2010 l'offre de rachat de la participation du Groupe de 45,01 % dans EnBW par le Land du Bade Wurtemberg à un prix de 41,5 euros par action, soit une valeur totale des titres cédés de 4 669 millions d'euros. Cette offre ferme comporte un acompte de 1,5 euro par action payé le 16 décembre 2010 (169 millions d'euros), le versement du solde devant s'effectuer en 2011 après obtention de l'aval des autorités compétentes sur l'opération. L'offre ne comporte aucune garantie de passifs d'EnBW de la part du groupe EDF.

Cette opération se traduira également par l'annulation de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25 % d'actions EnBW détenues par OEW et par la suppression en 2011 de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros au titre de cette option dans les comptes du groupe EDF.

4.1.1.2 Présentation dans les comptes consolidés de la participation dans EnBW

EnBW constituait un secteur opérationnel (secteur « Allemagne ») du Groupe. À compter du 6 décembre 2010 – date d'approbation de l'offre de rachat par le Conseil d'administration d'EDF – et en application d'IFRS 5, la participation du Groupe dans EnBW est par conséquent considérée comme une « activité abandonnée ».

Suite à l'application d'IFRS 5 et sur la base des conditions de l'offre, les actifs et passifs d'EnBW arrêtés au 6 décembre 2010 sont présentés sur une ligne distincte du bilan consolidé. Une présentation détaillée des postes composant les actifs et passifs destinés à être cédés pour la participation EnBW figure en note 44. Les effets sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 sont présentés en note 2.

Sur la base de la valeur nette consolidée d'EnBW au 31 décembre 2010 et du prix de cession de l'offre de rachat, aucune perte de valeur n'est à constater sur l'exercice.

4.1.2 Changement de gouvernance de RTE EDF Transport et affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport aux actifs dédiés

Un décret du 31 décembre 2010 a conduit à la nomination par l'État de deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport en remplacement de représentants d'EDF. À compter de cette date, l'État dispose de quatre représentants au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, soit au même niveau que ceux d'EDF et ceux des salariés. Ne bénéficiant plus de la majorité au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, le groupe EDF n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE EDF Transport au sens d'IAS 27. Compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, notamment du fait de sa représentation au Conseil de surveillance, la participation du Groupe dans RTE EDF Transport est consolidée selon la méthode de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

La perte de contrôle de RTE EDF Transport par EDF est considérée comme une transaction sous contrôle commun, en raison :
- du contrôle ultime exercé sur les deux entités EDF et RTE EDF Transport par le même actionnaire, l'État ;
- et des conditions particulières de la perte de contrôle, celle-ci résultant de la seule nomination d'administrateurs par l'État.

Les transactions sous contrôle commun étant exclues du champ d'application d'IFRS 3 révisée, cette opération a été comptabilisée à la valeur comptable sans générer de résultat de déconsolidation.

Les principaux indicateurs financiers relatifs à RTE EDF Transport sont présentés en note 24 « Participations dans les entreprises associées ».

Par ailleurs, le groupe EDF a procédé au 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport aux actifs dédiés (destinés à faire face aux charges futures de démantèlement des centrales nucléaires et de l'aval du cycle du combustible en France).

4.1.3 Cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques

4.1.3.1 Processus de cession des activités de réseaux Royaume-Uni

Suite à l'approbation de la Commission européenne et du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, sur avis conforme de la Commission des participations et transferts, EDF a finalisé le 29 octobre 2010 la cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques au groupe Cheung Kong (CKI), pour une valeur des fonds propres de 3 180 millions de livres sterling (3 655 millions d'euros au taux de change de 1,1494 euro par livre sterling).

4.1.3.2 Résultat de cession

Le montant figurant dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 au titre du résultat de cession avant impôt des réseaux britanniques est une plus-value de 46 millions d'euros, présentée au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Ce montant intègre le recyclage en résultat des effets de conversion nets de couvertures avant impôt.

4.1.4 Endettement financier net du Groupe sur l'exercice 2010

4.1.4.1 Désendettement du Groupe

La cession des activités de réseaux au Royaume-Uni et le changement de méthode de consolidation de RTE EDF Transport – consécutif au changement de gouvernance – ont contribué à un désendettement du Groupe de respectivement 6,7 milliards d'euros et 6,3 milliards d'euros.

Par ailleurs, la finalisation de la cession de la participation du Groupe dans EnBW en 2011 contribuera également à un désendettement du Groupe.

4.1.4.2 Allongement de la maturité moyenne de la dette brute du Groupe

Plusieurs importantes émissions obligataires – détaillées en note 38 – ont été réalisées sur l'exercice 2010 dans le cadre de la politique financière engagée par EDF visant à allonger la maturité moyenne de sa dette brute. Ces opérations traduisent la volonté du Groupe d'adosser sa dette à long terme aux revenus de son activité tout en profitant de conditions de marchés favorables.

4.2 ●● Activités du Groupe aux États-Unis

4.2.1 Historique des opérations (octobre 2007 à octobre 2010)

En octobre 2007, EDF a conclu un partenariat stratégique avec la société Constellation Energy Group (CEG) dans le but de participer à la relance de la production nucléaire aux États-Unis. Ce partenariat s'est traduit par les opérations suivantes :
- montée au capital de CEG (pourcentage de détention de 7,24 % au 31 décembre 2010) ;
- prise d'une participation de 50 % dans UniStar Nuclear Energy (UniStar) par des apports en capital cumulés au 30 juin 2010 de 617 millions de dollars américains, société détenue conjointement (50/50) avec CEG, consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle et dont l'objectif est de développer le « nouveau nucléaire » aux États-Unis.

Au cours du second semestre 2008 et afin de maintenir cette coopération au moment où CEG connaissait des difficultés de trésorerie, EDF a choisi de renforcer ses liens avec CEG.

Ainsi, le groupe EDF – au travers de sa filiale à 100 % EDF Inc. et CEG ont finalisé, le 6 novembre 2009, la transaction relative à la prise de participation par EDF de 49,99 % dans CENG (Constellation Energy Nuclear Group, entité regroupant les activités de production nucléaire de CEG), prévue par l'accord signé le 17 décembre 2008.

L'ensemble des coûts relatifs à cet investissement comprend le coût d'acquisition initial (4 652 millions de dollars américains), un complément de prix éventuel lié au partage d'avantages fiscaux futurs (estimé alors à 343 millions de dollars américains), ainsi que divers frais connexes à l'acquisition (169 millions de dollars américains) et un apport de trésorerie à CENG (110 millions de dollars américains). Divers passifs relatifs à des engagements contractuels de vente d'énergie représentant, pour la quote-part d'EDF, environ 600 millions de dollars américains nets d'impôts ont également été repris par CENG.

Compte tenu des modalités de gouvernance de CENG et du contrôle conjoint des opérations par le groupe EDF et CEG, cette entité a été consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle à la date d'entrée dans le périmètre de consolidation, soit le 6 novembre 2009.

Cette prise de participation s'est accompagnée de divers accords, notamment un contrat d'option de vente, destiné à renforcer la liquidité de CEG, valable pour une durée de deux ans jusqu'au 31 décembre 2010, et donnant à CEG le droit de vendre à EDF onze actifs de production non nucléaire dans la limite de deux milliards de dollars américains.

Cette option de vente a été considérée représentative d'un engagement hors bilan.

4.2.2 Accord du 3 novembre 2010 entre EDF et Constellation Energy Group

EDF et CEG ont finalisé le 3 novembre 2010 un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes, supprime l'option de vente d'actifs de production non nucléaire pour deux milliards de dollars américains et octroie à EDF le contrôle à 100 % d'UniStar.

Selon les termes de cet accord, EDF acquiert la participation de 50 % de CEG dans UniStar et détient désormais 100 % du capital de cette société. De son côté, CEG s'est engagé à transférer à UniStar les terrains permettant le développement des sites nucléaires potentiels de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York. À la suite de la cession de sa participation, CEG s'est désengagé du développement et du financement du projet de construction d'un nouveau réacteur sur le site de Calvert Cliffs 3.

En contrepartie de ces différents éléments, EDF a versé 140 millions de dollars américains à CEG. L'accord prévoit également le transfert par EDF à CEG de 3,5 millions d'actions CEG qu'il détient. EDF a par ailleurs renoncé, à compter de ce transfert, à son poste d'administrateur au Conseil d'administration de CEG.

De son côté, CEG a renoncé au contrat d'option de vente à EDF de certains actifs de production non nucléaire dans la limite de deux milliards de dollars américains.

La structure actionnariale actuelle de CENG reste inchangée : CEG est actionnaire à hauteur de 50,01 % et son partenaire EDF à hauteur de 49,99 %.

4.2.3 Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

4.2.3.1 Finalisation du bilan d'ouverture et du prix d'acquisition

Les actifs identifiables, passifs et passifs éventuels de CENG, qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004) ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date d'acquisition du 6 novembre 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2009, 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 ont conduit à la détermination d'un bilan d'entrée définitif de CENG sur le second semestre 2010.

(en millions d'euros)	Bilan d'ouverture définitif
Actif	
Actifs incorporels	42
Immobilisations de production	3 811
Actifs financiers	407
Stocks	268
Clients et comptes rattachés	18
Autres débiteurs	13
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2
TOTAL DES ACTIFS	**4 561**
Passif	
Provisions nucléaires	393
Provisions pour avantages du personnel	95
Autres provisions	745
Passifs financiers	-
Impôts différés	3
Fournisseurs et comptes rattachés	15
Autres créditeurs	38
TOTAL DES PASSIFS	**1 289**
ACTIF NET	**3 272**
Coût d'acquisition	**3 136**
Partage des avantages fiscaux futurs	**149**
GOODWILL	**13**

Les principaux ajustements (en quote-part EDF) sont relatifs aux éléments suivants :

- ajustement à la baisse de la provision pour déconstruction des centrales nucléaires pour 50 millions de dollars américains. Cet ajustement résulte de deux éléments :
  - finalisation en 2010 d'une étude technique réalisée sur le sujet (la dernière étude remontant à l'année 2007),
  - révision du taux d'actualisation retenu pour la valorisation de la provision pour déconstruction, établi en conformité avec les méthodes d'évaluation du Groupe ;

- présentation des justes valeurs sur contrat de vente à long terme d'électricité en « Provision pour risques et charges », pour un montant avant impôt (auparavant enregistrées pour un montant net d'impôt en « Autres créditeurs ») ;
- ajustements des montants enregistrés au titre de l'imposition différée pour 174 millions de dollars américains (augmentation des actifs d'impôts différés).

Par ailleurs, le coût d'acquisition a été revu à la baisse pour 122 millions de dollars américains suite à la révision du montant lié au partage des avantages fiscaux futurs (ré-estimé à 221 millions de dollars américains en 2010 contre 343 millions de dollars américains en 2009). Conformément à la norme IFRS 3, les éventuelles évolutions ultérieures de l'estimation du partage des avantages fiscaux futurs constitueront un ajustement du prix d'acquisition avec impact sur le goodwill.

Suite aux ajustements du bilan d'ouverture et du coût d'acquisition mentionnés ci-avant, le goodwill lié à l'acquisition de CENG s'élève à 19 millions de dollars américains (17 millions de dollars américains dans le cadre du bilan d'ouverture provisoire établi en 2009).

4.2.3.2 Perte de valeur

Un test de dépréciation a été réalisé sur l'exercice 2010, prenant en compte des perspectives moins favorables de marché sur le long terme du prix de l'électricité aux États-Unis, en lien notamment avec l'évolution des prix du gaz.

Sur la base de ce test, une perte de valeur de 630 millions de dollars américains (477 millions d'euros) a été enregistrée sur le résultat de la période. Cette perte de valeur a été imputée en priorité sur le goodwill et les actifs incorporels (qui sont de ce fait intégralement dépréciés) et pour le reliquat sur les actifs corporels.

Une information plus détaillée sur les pertes de valeur est présentée en note 14.

4.2.3.3 Contrats d'achat d'électricité

Les contrats d'achat d'électricité entre CENG et chacun de ses actionnaires (EDF et CEG) ont été modifiés en un système adossant la fourniture d'électricité aux unités de production jusqu'à leur terme en 2014. À compter du 1er janvier 2015, la production de CENG sera vendue aux actionnaires au prorata de leur pourcentage de détention et à prix de marché.

4.2.4 UniStar

Suite à l'accord du 3 novembre 2010 et conformément à la norme IFRS 3 révisée, les actifs identifiables, passifs et passifs éventuels repris d'UniStar ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date de prise du contrôle exclusif. Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation. L'effet d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise du contrôle est comptabilisé en résultat.

Du fait de la restructuration de son partenariat avec CEG, le Groupe a considéré qu'UniStar avait désormais un statut de société de développement. Dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture d'UniStar, les actifs ayant une valeur directement liée au développement du nouveau nucléaire aux États-Unis n'ont par conséquent pas été valorisés.

Le bilan d'ouverture d'UniStar présente de ce fait un montant total d'actifs de 202 millions de dollars américains, constitués principalement de terrains et de trésorerie et équivalents de trésorerie. Les passifs s'élèvent à 80 millions de dollars américains et sont constitués de passifs d'exploitation et de passifs éventuels.

Au total, l'application d'IFRS 3 révisée à la prise du contrôle exclusif d'UniStar en 2010 se traduit dans le compte de résultat consolidé du Groupe par la comptabilisation en « Pertes de valeur/reprises » d'une charge de 597 millions de dollars américains (452 millions d'euros). Ce montant intègre des dépréciations de goodwill pour 125 millions de dollars américains, dont 45 millions de dollars américains correspondant à la dépréciation du goodwill lié à la quote-part acquise le 3 novembre 2010.

4.2.5 Participation dans CEG

Dans le cadre de l'accord du 3 novembre 2010, EDF a transféré à CEG une quantité de 3,5 millions d'actions CEG. Cette opération s'est traduite dans les comptes consolidés par une perte de 85 millions d'euros enregistrée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Suite à cette opération, la participation résiduelle de 7,24 % d'EDF dans CEG a été valorisée au 31 décembre 2010 pour 320 millions d'euros sur la base du cours de bourse à la clôture (30,63 dollars américains par action). Une dépréciation de 20 millions d'euros a été enregistrée sur l'exercice 2010 en « Autres produits et charges financiers » (232 millions d'euros en 2009).

4.2.6 Synthèse des impacts dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010

Dans le cadre des éléments décrits ci-avant, les effets suivants ont été enregistrés dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010 pour un montant total de 1 042 millions d'euros :

- charge de 929 millions d'euros en « Pertes de valeur/reprises », dont 477 millions d'euros relatifs à CENG (note 4.2.3.2) et 452 millions d'euros relatifs à UniStar (note 4.2.4) ;
- charge de 93 millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation », correspondant principalement à la perte liée au transfert à CEG de 3,5 millions d'actions CEG détenues par EDF (note 4.2.5) ;
- charge de 20 millions d'euros relative au complément de dépréciation des titres CEG enregistrée sur l'exercice 2010 en « Autres produits et charges financiers ».

Une provision pour risque de 1 060 millions d'euros avait été comptabilisée en résultat en « Autres produits et charges d'exploitation » dans les comptes consolidés du premier semestre 2010 afin de couvrir ces éléments.

4.3 Activités du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2010, différents indicateurs et incertitudes ont conduit le Groupe à constater une provision pour risques de 750 millions d'euros sur le secteur Italie, enregistrée en résultat de la période en « Autres produits et charges d'exploitation ».

La provision est relative à des risques liés aux activités italiennes du Groupe (Fenice, TDE/Edison).

La provision couvre des risques liés à certaines activités de Fenice pour lesquelles des dépréciations d'actifs ont également été constatées (voir note 14).

De plus, elle couvre pour partie des actifs inscrits dans les comptes du groupe EDF suite à l'acquisition d'Edison en 2005 et tient également compte, dans une moindre mesure, des risques et aléas liés aux environnements de marché dans lequel intervient Edison. Elle est motivée par les raisons suivantes :

- le 14 janvier 2011, Edison a publié un montant d'excédent brut d'exploitation attendu pour 2010 en retrait par rapport à 2009 et a annoncé une poursuite de cette tendance pour l'année 2011, le budget étant de plus soumis à des aléas importants liés à des renégociations en cours sur des contrats dans l'activité hydrocarbures ;
- le 19 janvier 2011, l'arrêté des comptes de cette société prévu initialement le 8 février a été reporté en mars, en raison notamment des renégociations de contrats de l'activité hydrocarbures et de manière à prendre en compte leur avancement ;
- même si le cours de bourse peut être pénalisé par un flottant limité (environ 10 %), le titre a perdu un peu plus de 20 % de sa valeur depuis un an ;
- le marché de l'électricité en Italie est déprimé à la fois sur les prix et les volumes ;
- la situation de tensions politiques en Égypte où Edison a des activités importantes est également à prendre en compte.

Cette décision de provision, propre au groupe EDF, ne préjuge en rien des décisions qui pourraient être prises lors de l'arrêté des comptes du groupe Edison en mars 2011 sur la base des informations qui seront disponibles à cette date.

4.4 Autres opérations de l'exercice 2010

4.4.1 SPE

4.4.1.1 Historique des opérations

EDF et Centrica ont mis en œuvre le 26 novembre 2009 un accord portant sur la cession à EDF par Centrica de sa participation de 51 % dans SPE pour un montant de 1 331 millions d'euros. À compter de cette date, SPE est consolidée en intégration globale dans les comptes du groupe EDF.

EDF a par ailleurs conclu le 8 juin 2010, avec les trois actionnaires minoritaires ayant exercé tout ou partie de leur option de vente, des accords portant sur le rachat de leurs titres de la société SPE, pour un montant de 215 millions d'euros. Suite à cette opération, le groupe EDF a porté sa participation dans l'énergéticien belge à 63,5 %.

4.4.1.2 Finalisation du bilan d'ouverture

Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de SPE qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004) ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date d'acquisition du 26 novembre 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2009, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation.

(en millions d'euros)	Bilan d'ouverture définitif
Actif	
Actifs incorporels	950
Immobilisations de production	1 710
Actifs financiers	155
Stocks	22
Clients et comptes rattachés	53
Autres débiteurs	118
Trésorerie et équivalents de trésorerie	344
TOTAL DES ACTIFS	**3 352**
Passif	
Provisions nucléaires	103
Provisions pour avantages du personnel	30
Autres provisions	63
Passifs financiers	568
Impôts différés	562
Fournisseurs et comptes rattachés	90
Autres créditeurs	983
TOTAL DES PASSIFS	**2 399**
ACTIF NET	**953**
Coût d'acquisition	**1 331**
GOODWILL	**378**

Les ajustements du bilan d'ouverture provisoire enregistrés en 2010 concernent principalement la prise en compte des effets de la contribution nucléaire dans la valorisation des actifs de production. Il en résulte un ajustement à la baisse du goodwill de 102 millions d'euros. Le goodwill définitif comptabilisé dans le cadre des acquisitions de participation dans SPE s'élève ainsi au 31 décembre 2010 à 378 millions d'euros.

4.4.1.3 Option de vente des actionnaires minoritaires de SPE

Dans le cadre du pacte liant Segebel et les actionnaires de SPE, ces derniers disposaient d'une option de vente de leurs parts. Cette option était initialement exerçable dans les trois mois suivant la notification de la transaction d'EDF avec Centrica.

Suite à l'exercice de cette option par certains d'entre eux et compte tenu des conditions de liquidités du nouveau pacte d'actionnaires conclu le 16 avril 2010 avec les minoritaires ayant souhaité rester au capital de SPE, l'engagement du Groupe constitue un engagement hors bilan non valorisable au 31 décembre 2010.

4.4.2 Exeltium

Le groupe EDF et Exeltium, une société qui réunit des industriels électro-intensifs, ont finalisé les conditions de mise en œuvre, en deux phases, du contrat de partenariat conclu le 31 juillet 2008, permettant ainsi le démarrage, au 1er mai 2010, des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat portant sur une livraison totale de l'ordre de 310 TWh répartie sur 24 ans.

Conformément à cet accord, Exeltium a réglé fin avril une première avance de 1,7 milliard d'euros. Cette avance a été actualisée à compter du jour de sa réception.

Le démarrage de la deuxième phase est prévu durant l'année 2011.

Ce contrat contribuera à la poursuite des efforts d'investissement d'EDF dans le renouveau de son parc nucléaire et à la sécurisation d'une partie de l'approvisionnement en énergie électrique des clients industriels, actionnaires d'Exeltium.

4.4.3 Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Au cours du premier semestre 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal à la suite duquel l'État français a restitué au Groupe le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros relatif à l'impôt sur les sociétés sur la partie utilisée des provisions pour renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général figurant en « droits du concédant ».

4.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2009

4.5.1 Alpiq et apport des droits de tirage Emosson

Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie ATEL et EOS ont annoncé leur rapprochement sous le nom d'Alpiq en vue de constituer un groupe énergéticien leader en Suisse. Un accord est intervenu le 18 décembre 2008, entre EDF, EOSH et CSM, le consortium des actionnaires minoritaires historiques d'ATEL, par lequel la participation directe d'EDF dans ce nouvel ensemble doit s'établir à 25 % aux côtés d'EOSH et de CSM qui doivent en détenir chacun 31 %.

Conformément à cet accord, le 27 janvier 2009 :

- EDF a apporté à Alpiq sa quote-part de 50 % des droits à la puissance et à l'énergie de l'aménagement hydroélectrique d'Emosson, pour la durée résiduelle des concessions existantes et ce, pour un montant de 722 millions de francs suisses (soit 481 millions d'euros). En contrepartie de cet apport en nature, EDF a reçu 1 187 511 actions Alpiq Holding SA ;
- et EDF Alpes Investissements, détenue à 100 % par EDF International, a racheté 554 751 actions Alpiq au consortium des minoritaires suisses pour un montant en numéraire de 336 millions de francs suisses (soit 224 millions d'euros).

L'apport en nature a généré dans les comptes consolidés d'EDF un produit de 320 millions d'euros avant impôts résultant d'une part de cette transaction et d'autre part de la prise en compte de la dépréciation induite des actifs détenus par EDF dans Emosson SA. Ce produit à caractère inhabituel par sa nature et son montant a été enregistré en 2009 en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Ces opérations se sont traduites par une augmentation de 705 millions d'euros de la rubrique « Participations dans les entreprises associées » au bilan du Groupe (voir note 24) et ont entraîné la déconsolidation de la société Emosson SA.

Note 5 - Évolutions du périmètre de consolidation

5.1 •• Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010

Outre les opérations majeures suivantes :

- cession des activités de réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité au Royaume-Uni ;
- acquisition complémentaire de 12,5 % de SPE, portant la participation du Groupe dans cette société à 63,5 % ;
- acquisition complémentaire de 50 % d'UniStar (États-Unis), portant la participation du Groupe dans cette société à 100 % ;
- présentation de la participation d'EnBW en activités en cours de cession ;
- changement de méthode de consolidation de RTE EDF Transport,

qui font l'objet de présentations détaillées en note 4, les principales autres évolutions du périmètre de consolidation concernent Dalkia International qui, dans le cadre d'un partenariat industriel avec la société CEZ, premier énergéticien en République tchèque, a cédé 15 % de Dalkia Ceska Republica et 85 % de la filiale Dalkia Usti nad Labem en mai 2010, pour un montant de 312 millions d'euros.

5.2 •• Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2009

Outre les opérations de croissance externe,
- acquisition de 51 % de SPE ;
- acquisition de 49,99 % de CENG ;
- montée au capital d'Alpiq,

qui font l'objet de présentations détaillées en note 4, les principales autres évolutions du périmètre de consolidation concernent les sociétés suivantes :

Secteur « Royaume-Uni » – British Energy
Le 5 janvier 2009, à l'issue de l'offre publique d'achat lancée le 5 novembre 2008 par sa filiale Lake Acquisitions Ltd détenue à 100 %, le groupe EDF a pris le contrôle de British Energy. À l'issue de l'opération de retrait de la cote du marché britannique des actions British Energy finalisée le 3 février 2009, Lake Acquisitions Ltd détient l'intégralité des actions de British Energy à l'exception de l'« action spéciale » détenue par le gouvernement britannique.

Après prise en compte de la valeur au 31 décembre 2010 des certificats de valeur conditionnelle (*CVR-linked Nuclear Power Note*), le prix d'acquisition s'élève à 12 465 millions de livres sterling (12 459 millions de livres sterling au 31 décembre 2009). Les évolutions ultérieures de la valeur des CVR constituent des ajustements du prix d'acquisition, dont le montant deviendra définitif à la date d'échéance de ces certificats (soit en 2019).

Le 26 novembre 2009, EDF et Centrica ont mis en œuvre un accord portant sur l'investissement de Centrica à hauteur de 20 % dans les activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni. Cet accord s'est traduit par une prise de participation de Centrica dans Lake Acquisitions/British Energy à due concurrence de 20 % pour un montant de 2,2 milliards de livres sterling et l'engagement, à même proportion, dans le programme de relance de l'énergie nucléaire au Royaume-Uni que va développer EDF, portant sur la construction de quatre nouveaux réacteurs de technologie EPR. Cet accord prévoit également l'enlèvement, en proportion de leur participation par les groupes EDF et Centrica, de l'électricité qui sera produite par le parc existant de British Energy et par le parc du Nouveau Nucléaire.

Secteur « Italie » – Aboukir
Acquisition par le groupe Edison en janvier 2009 de la concession gazière d'Aboukir en Égypte pour un montant de 1 011 millions d'euros (495 millions d'euros en quote-part EDF).

Note 6 - Informations sectorielles

6.1 Informations par secteurs opérationnels

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation et ajustements 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 EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris British Energy et EDF Development Company Ltd ;
- **« Italie »** qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- **« Autre international »** qui regroupe 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 regroupe l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Suite à la cession en cours d'EnBW, le secteur « Allemagne » constitue une activité en cours de cession et n'est pas présenté en tant que secteur pour les données relatives au compte de résultat et aux investissements.

6.1.1 Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	36 167	10 683	-	5 647	6 878	5 790	-	65 165
Chiffre d'affaires inter-secteur	558	(1)	-	-	173	595	(1 325)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**36 725**	**10 682**	**-**	**5 647**	**7 051**	**6 385**	**(1 325)**	**65 165**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**10 124**	**2 732**	**-**	**801**	**1 084**	**1 882**	**-**	**16 623**
Résultat d'exploitation	**5 374**	**799**	**-**	**(612)**	**(393)**	**1 072**	**-**	**6 240**
Bilan								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 491	12 040	-	5 132	9 276	8 877	-	111 816
Participations dans les entreprises associées	4 649	28	-	23	2 515	639	-	7 854
Goodwill	-	7 972	-	1 910	604	1 542	-	12 028
Autres actifs sectoriels (1)	26 831	4 341	-	1 575	1 790	6 991	-	41 528
Actifs détenus en vue de la vente	-	21	17 857	122	78	67	-	18 145
Autres actifs non affectés								49 188
TOTAL ACTIF	**107 971**	**24 402**	**17 857**	**8 762**	**14 263**	**18 116**	**-**	**240 559**
Autres informations								
Investissements corporels et incorporels	7 874	1 871	-	381	561	1 554	-	12 241
Dotations aux amortissements	(4 361)	(1 513)	-	(471)	(578)	(503)	-	(7 426)
Pertes de valeur	-	(397)	-	(192)	(960)	(194)	-	(1 743)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	34 075	11 236	-	4 870	3 442	5 517	-	59 140
Chiffre d'affaires inter-secteur	475	(7)	-	9	143	562	(1 182)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**34 550**	**11 229**	**-**	**4 879**	**3 585**	**6 079**	**(1 182)**	**59 140**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**9 403**	**3 063**	**-**	**795**	**654**	**2 014**	**-**	**15 929**
Résultat d'exploitation	**5 136**	**1 704**	**-**	**301**	**286**	**1 879**	**-**	**9 306**
Bilan								
Immobilisations incorporelles et corporelles	84 994	19 410	6 579	5 435	9 561	7 642	-	133 621
Participations dans les entreprises associées	18	23	1 667	21	2 085	607	-	4 421
Goodwill	-	7 831	1 387	2 026	786	1 496	-	13 526
Autres actifs sectoriels [1]	24 479	4 477	2 102	1 335	1 471	6 542	-	40 406
Actifs détenus en vue de la vente	-	432	772	-	1	60	-	1 265
Autres actifs non affectés								46 796
TOTAL ACTIF	**109 491**	**32 173**	**12 507**	**8 817**	**13 904**	**16 347**	**-**	**240 035**
Autres informations								
Investissements corporels et incorporels	7 162	2 193	-	483	381	1 558	-	11 777
Dotations aux amortissements	(4 122)	(1 531)	-	(458)	(276)	(409)	-	(6 796)
Pertes de valeur	-	-	-	(43)	(6)	-	-	(49)

(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 ;
- **« Distribution »** : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- **« Transport »** : exploitation, entretien et de 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, panneaux solaires…).

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations [1]	Total
Au 31 décembre 2010						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	23 011	9 836	4 031	94	(805)	36 167
- dont reste du monde	23 966	1 361	23	3 648	-	28 998
CHIFFRE D'AFFAIRES	**46 977**	**11 197**	**4 054**	**3 742**	**(805)**	**65 165**
Au 31 décembre 2009						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	21 707	9 141	3 732	108	(613)	34 075
- dont reste du monde	19 724	1 858	32	3 451	-	25 065
CHIFFRE D'AFFAIRES	**41 431**	**10 999**	**3 764**	**3 559**	**(613)**	**59 140**

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution – Transport) : (271) pour 2010, (192) sur 2009 ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (28) pour 2010, (26) pour 2009.

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 7 - Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	59 453	53 740
Autres ventes de biens et de services	4 837	4 243
Trading	875	1 157
CHIFFRE D'AFFAIRES	**65 165**	**59 140**

La croissance du chiffre d'affaires observée sur l'exercice 2010 s'explique principalement par des effets de périmètre qui concernent notamment SPE en Belgique et CENG aux États-Unis.

Note 8 - Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(9 165)	(9 226)
Achats d'énergie	(14 280)	(11 105)
Charges de transport et d'acheminement	(2 879)	(2 198)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	1	(593)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	302	532
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(26 021)**	**(22 590)**

Les achats de combustible et d'énergie augmentent de 3 431 millions d'euros par rapport à l'exercice 2009, du fait des variations de périmètre (principalement SPE).

Note 9 - Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Services extérieurs	(11 381)	(11 225)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 849)	(2 969)
Production stockée et immobilisée	3 462	3 776
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	186	205
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(10 582)**	**(10 213)**

Note 10 - Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Rémunérations	(7 513)	(7 083)
Charges de sécurité sociale	(1 459)	(1 431)
Intéressement et participation	(205)	(243)
Avantages non monétaires	(357)	(344)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(215)	(222)
Avantages à court terme	**(9 749)**	**(9 323)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(733)	(656)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(855)	(630)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 588)**	**(1 286)**
Autres avantages à long terme	(89)	(94)
Indemnités de fin de contrat	4	(5)
Autres charges de personnel	**(85)**	**(99)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(11 422)**	**(10 708)**

10.2 Effectifs moyens

	2010	2009
Statut IEG	103 319	102 986
Autres	55 445	52 086
EFFECTIFS MOYENS (1)	**158 764**	**155 072**

(1) Y compris effectifs moyens de RTE EDF Transport.

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 21 467 équivalents temps plein au 31 décembre 2010 (19 362 équivalents temps plein au 31 décembre 2009).

Note 11 - Impôts et taxes

(en millions d'euros)	2010	2009
Impôts et taxes sur rémunération	(231)	(208)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 559)	(898)
Autres impôts et taxes	(1 435)	(2 125)
(Dotations) et reprises de provisions sur impôts et taxes	(2)	329
IMPÔTS ET TAXES	**(3 227)**	**(2 902)**

Les dotations et reprises de provisions sur impôts et taxes intègrent en 2009 la reprise de la provision de 329 millions d'euros dont l'objet consistait à couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) restant à réaliser au cours des exercices à venir.

La création de la Contribution Économique Territoriale, introduite par la loi de Finances 2010, réformant la taxe professionnelle, ne génère aucun changement de comptabilisation dans le cadre de l'arrêté des comptes 2010. Comme la taxe professionnelle, cette contribution est comptabilisée dans la rubrique « Impôts et taxes ».

Note 12 - Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2010	2009
Subventions d'exploitation	2 705	2 758
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TaRTAM	160	-
Résultat de déconsolidation	78	45
Résultat de cession d'immobilisations	(109)	(73)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(36)	(168)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	486	557
Autres produits et charges	(194)	83
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	**3 090**	**3 202**

12.1 Subventions d'exploitation

Ce poste comprend principalement la compensation reçue par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 2 624 millions d'euros en 2010 (2 678 millions d'euros en 2009).

12.2 ●● Résultat de déconsolidation

Le résultat de déconsolidation intègre en 2010 les gains nets réalisés sur les cessions de la centrale d'Eggborough par EDF Energy et d'Usti (en République tchèque) par Dalkia International.

12.3 ●● Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2010, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 532 millions d'euros les reprises de juste valeur négative 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 (424 millions d'euros en 2009).

Note 13 - Prolongation du TaRTAM – Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010

Une charge de 380 millions d'euros, correspondant à une charge de 401 millions d'euros diminuée d'une refacturation de 21 millions d'euros aux partenaires dans les centrales nucléaires, a été enregistrée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité sur le second semestre 2010 et le premier semestre 2011 suite à la prolongation du dispositif TaRTAM jusqu'à la date de la mise en place du dispositif de l'ARENH (voir note 3.2).

Note 14 - Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2010	2009
Pertes de valeur sur goodwill	(274)	(4)
Pertes de valeur sur immobilisations	(1 472)	(48)
Reprises de pertes de valeur	3	3
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES	**(1 743)**	**(49)**

Sur l'exercice 2010, ces pertes de valeur s'analysent comme suit.

Secteur opérationnel	Entité	Indicateurs de perte de valeur	CMPC après impôt	Actifs dépréciés	Pertes de valeur 2010 *(en millions d'euros)*
Autre international	CENG	Baisse des prix Forward et des scénarios de prix de l'électricité à long terme	7,4 %	Goodwill, actifs incorporels et corporels	(477)
Autre international	UniStar	Sortie du partenaire – passage d'une participation de 50 % à 100 %	Non applicable	Ré-estimation de la quote-part antérieurement détenue par résultat (IFRS 3 révisée)	(452)
Royaume-Uni	EDF Energy	Baisse de la marge brute énergie des centrales charbon	7,5 %	Actifs corporels (centrales charbon)	(397)
Italie	Fenice	Non renouvellement de contrats et baisse des prix et des volumes de l'électricité	6,7 %	Goodwill (117 millions d'euros) et actifs corporels	(162)
Autres activités	EDF Production UK	Ré-estimation des réserves et baisse des prix du gaz	7,6 %	Actifs gaziers	(136)
	Autres				(119)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES					**(1 743)**

Note 15 - Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges de l'exercice 2010 intègrent les éléments suivants :

- charge de 750 millions d'euros relative à une provision pour risque sur le secteur Italie (voir note 4.3) ;
- charge de 93 millions d'euros liée aux accords du 3 novembre 2010 avec CEG (voir note 4.2.6) ;
- produit de 46 millions d'euros correspondant au résultat de cession des activités de réseaux au Royaume-Uni (voir note 4.1.3).

Les autres produits et charges de l'exercice 2009 s'élèvent à 173 millions d'euros. Ils correspondent :

- d'une part au produit de 320 millions d'euros dégagé à l'occasion de l'apport par EDF à Alpiq de sa quote-part de 50 % des droits à la puissance et à l'énergie du barrage d'Emosson et des charges afférentes ;
- d'autre part aux frais engagés dans le cadre de la transaction CENG pour (121) millions d'euros.

Note 16 - Résultat financier

16.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 724)	(2 504)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(1)	(8)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(10)	(10)
Résultat net de change sur endettement	(19)	(7)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(2 754)**	**(2 529)**

La hausse des charges d'intérêts sur opérations de financement résulte principalement de l'augmentation de l'endettement moyen, notamment suite aux acquisitions de CENG et SPE en fin d'exercice 2009.

16.2 Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des 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 :

(en millions d'euros)	2010	2009
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 435)	(1 357)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 510)	(1 477)
Autres provisions et avances	(189)	(163)
CHARGE D'ACTUALISATION	**(3 134)**	**(2 997)**

16.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	22	32
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	301	239
Produits (charges) sur autres actifs financiers	204	286
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(27)	25
Autres charges financières	(61)	(80)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	82	(2)
Rendement des actifs de couverture	715	634
Coût des emprunts incorporés	226	188
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**1 462**	**1 322**

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 2010, les autres produits et charges financiers intègrent notamment une dépréciation complémentaire des titres CEG de 20 millions d'euros.

En 2009, les autres produits et charges financiers intègrent notamment :
- le remboursement par l'État pour 335 millions d'euros d'intérêts suite à l'annulation de la décision du tribunal de l'Union européenne ;
- une dépréciation complémentaire des titres CEG de 232 millions d'euros.

Note 17 - Impôts sur les résultats

17.1 ●● Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2010	2009
Impôts courants	(1 385)	(1 520)
Impôts différés	306	88
TOTAL	**(1 079)**	**(1 432)**

En 2010, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (660) millions d'euros et des autres filiales pour (725) millions d'euros (respectivement (745) millions d'euros et (775) millions d'euros en 2009).

17.2 ●● Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

17.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2010	2009
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**1 814**	**5 102**
Charge théorique d'impôt	**(625)**	**(1 757)**
Différences de taux d'imposition	219	144
Différences permanentes	(129)	93
Impôts sans base	42	33
Dépréciation d'actif d'impôts différés	(587)	91
Autres	1	(36)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(1 079)**	**(1 432)**
Taux effectif d'impôt	**59,48 %**	**28,07 %**

L'augmentation du taux effectif d'impôt observée en 2010 est principalement liée à la provision pour risques sur le secteur Italie et aux pertes de valeurs enregistrées sur l'exercice. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit à 29,6 % en 2010 (28,1 % en 2009).

La différence entre le taux d'impôt théorique (34,43 %) et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2010 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 219 millions d'euros,
  - un effet négatif de (161) millions d'euros lié à la fiscalisation de certains éléments constitutifs du résultat de cession des activités de réseaux au Royaume-Uni (notamment effet d'impôt sur les couvertures d'investissement net à l'étranger recyclées en résultat),
  - de l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 95 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France ;
- pour 2009 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 144 millions d'euros,
  - l'optimisation des financements dans le cadre de l'acquisition de British Energy pour 74 millions d'euros,
  - la reprise nette des provisions pour dépréciation des impôts différés actifs (essentiellement pour le périmètre France) à hauteur de 91 millions d'euros.

17.2.2 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Dépréciation des actifs d'impôts différés	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2008	**3 227**	**(938)**	**2 289**	**(4 135)**	**(1 846)**
Variation des bases	(443)	46	(397)	210	(187)
Variation de périmètre	502	3	505	(3 414)	(2 909)
Écarts de conversion	92	1	93	(315)	(222)
Situation au 31 décembre 2009	**3 378**	**(888)**	**2 490**	**(7 654)**	**(5 164)**
Variation des bases	153	(587)	(434)	576	142
Variation de périmètre	(30)	9	(21)	2 386	2 365
Écarts de conversion	91	(1)	90	(202)	(112)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2010	**3 592**	**(1 467)**	**2 125**	**(4 894)**	**(2 769)**

En 2010, la variation des bases de 142 millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de 306 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (521) millions d'euros (variation des bases de (187) millions d'euros en 2009, dont 88 millions d'euros en compte de résultat et (228) millions d'euros en capitaux propres).

17.3 ●● Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Impôts différés actifs		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	58	138
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	3 829	3 898
Autres provisions non déductibles	1 199	786
Autres différences temporelles déductibles	1 016	2 383
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	512	463
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	326	268
Compensation impôts différés actif/passif	(3 348)	(4 558)
Sous-total impôts différés actifs – valeur brute	**3 592**	**3 378**
Dépréciation des impôts différés actifs	(1 467)	(888)
Total des impôts différés actifs – valeur nette	**2 125**	**2 490**
Impôts différés passifs		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 892)	(8 424)
Autres différences temporelles taxables	(910)	(2 527)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 440)	(1 261)
Compensation impôts différés actif/passif	3 348	4 558
Total des impôts différés passifs	**(4 894)**	**(7 654)**
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	**(2 769)**	**(5 164)**

17.4 ●● Impôts différés actifs non reconnus

Au 31 décembre 2010, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 467 millions d'euros (888 millions d'euros au 31 décembre 2009). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2010 à hauteur de 658 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France (745 millions d'euros au 31 décembre 2009).

17.5 ●● Impôts constatés en capitaux propres

Le montant d'impôt relatif aux éléments comptabilisés dans les capitaux propres durant l'exercice 2010 s'élève à (521) millions d'euros ((228) millions d'euros en 2009). Il correspond principalement aux éléments suivants pour l'exercice 2010 :

- variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture pour (454) millions d'euros (voir notes 36.2.2 et 40.4) ;
- recyclages de ces éléments en résultat pour (67) millions d'euros (voir notes 36.2.2 et 40.4).

Note 18 - 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, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2010, il n'existe pas d'instrument dilutif au sein du Groupe.

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 :

(en millions d'euros)	2010	2009
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 020	3 902
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué	**1 020**	**3 902**
Dont part du résultat net des activités poursuivies	***634***	***3 616***
Dont part du résultat net des activités en cours de cession	***386***	***286***
NOMBRE MOYEN PONDÉRÉ D'ACTIONS ORDINAIRES EN CIRCULATION À FIN DE PÉRIODE	**1 848 403 320**	**1 824 311 830**
NOMBRE MOYEN PONDÉRÉ D'ACTIONS EN CIRCULATION – DILUÉ À FIN DE PÉRIODE	**1 848 403 320**	**1 824 311 830**
Résultats par action *(en euros)* **:**		
Résultat par action	0,55	2,14
Résultat dilué par action	0,55	2,14
Résultat par action des activités poursuivies	0,34	1,98
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,34	1,98
Résultat par action des activités en cours de cession	0,21	0,16
Résultat dilué par action des activités en cours de cession	0,21	0,16

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 19 - Goodwill

19.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Valeur nette comptable à l'ouverture	**13 526**	**6 807**
Acquisitions	200	6 524
Cessions	(116)	-
Pertes de valeur	(274)	(4)
Écarts de conversion	306	448
Mouvements de périmètre et autres	(1 614)	(249)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**12 028**	**13 526**
Valeur brute à la clôture	13 140	14 364
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(1 112)	(838)

En 2010, la variation des goodwill est notamment liée aux opérations suivantes :

- acquisitions pour 200 millions d'euros, dont 140 millions relatifs à l'acquisition de PRE chez EnBW ;
- cessions pour (116) millions d'euros, principalement liés à la cession des réseaux au Royaume-Uni ;
- pertes de valeur pour 274 millions d'euros (voir note 14) ;
- autres mouvements pour (1 614) millions d'euros dont (1 482) millions d'euros liés au reclassement des goodwill EnBW en activités en cours de cession et (102) millions liés à la finalisation du bilan d'ouverture de SPE.

La détermination des goodwill de CENG et de SPE a été finalisée dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2010 (voir notes 4.2 et 4.4).

En 2009, l'augmentation des goodwill porte principalement sur les opérations de croissance externe réalisées :

- au Royaume-Uni avec la prise de contrôle de British Energy pour 5 894 millions d'euros ;
- en Belgique lié à l'acquisition de 51 % de SPE pour 480 millions d'euros ;
- aux États-Unis avec l'acquisition de 49,99 % de CENG pour 11 millions d'euros.

19.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autres international	Autres activités	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2010	**7 972**	**-**	**1 910**	**604**	**1 542**	**12 028**
Au 31 décembre 2009	7 831	1 387	2 026	786	1 496	13 526

Le goodwill du secteur Royaume-Uni s'élève à 7 972 millions d'euros. Le test de dépréciation est réalisé en distinguant deux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) :

- une activité nucléaire incluant l'activité de British Energy et le développement de quatre nouveaux EPR ;
- une activité production-commercialisation (*ESCS : Energy Sourcing and Customer Supply*).

Pour ces deux UGT, les valeurs d'utilité sont calculées en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) après impôt de 7,5 %.

La valeur recouvrable de l'activité nucléaire est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés des unités de productions sur leur durée d'utilité estimée. Celle-ci tient compte d'un allongement probable de la durée d'exploitation de tous les réacteurs AGR (*Advanced Gas Reactor*) de 5 ans en moyenne et de 20 ans pour Sizewell B. L'approbation en décembre 2010 de l'extension de la durée d'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool confirme le bien-fondé de ces hypothèses.

L'hypothèse de prix de l'électricité retenue est la moyenne de quatre scénarios de projections de prix de l'électricité au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable de l'UGT Nucléaire est particulièrement sensible au CMPC du fait notamment de la durée d'exploitation des projets nucléaires. Néanmoins, l'utilisation d'un CMPC majoré d'un point n'entraînerait pas de dépréciation de cette UGT. De même, si le nombre d'EPR construits était ramené de 4 à 2, la valeur recouvrable de l'UGT resterait supérieure à sa valeur comptable.

La valeur recouvrable de l'activité production-commercialisation (ESCS) est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base du plan à moyen terme à 5 ans de l'entité. La valeur terminale est déterminée en utilisant un taux de croissance après impôt de 1,7 %.

Les centrales charbons de cette UGT ont fait l'objet d'une dépréciation de 397 millions d'euros suite à la baisse attendue de la marge brute énergie « *dark spreads* » (voir note 14).

Note 20 - Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2010
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	708	777	(978)	11	(79)	-	439
Autres immobilisations incorporelles	6 900	686	(172)	62	(1 314)	(92)	6 070
Valeurs brutes	**7 608**	**1 463**	**(1 150)**	**73**	**(1 393)**	**(92)**	**6 509**
Amortissements et dépréciations	(2 029)	(722)	155	(11)	689	25	(1 893)
VALEURS NETTES	**5 579**	**741**	**(995)**	**62**	**(704)**	**(67)**	**4 616**

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (138) millions d'euros a été enregistrée en 2010.

Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	01/01/2009	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12//2009
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	552	707	(675)	24	174	(74)	708
Autres immobilisations incorporelles	4 389	1 153	(216)	53	1 740	(219)	6 900
Valeurs brutes	**4 941**	**1 860**	**(891)**	**77**	**1 914**	**(293)**	**7 608**
Amortissements et dépréciations	(1 718)	(477)	200	(12)	(26)	4	(2 029)
VALEURS NETTES	**3 223**	**1 383**	**(691)**	**65**	**1 888**	**(289)**	**5 579**

L'application d'IFRIC 12 a généré une augmentation de 124 millions d'euros des autres actifs incorporels au 1er janvier 2009 (effet de reclassement entre immobilisations en concessions des autres activités et autres actifs incorporels – voir note 2.1.2).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 486 millions d'euros en 2010 (438 millions d'euros en 2009).

Note 21 - Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

21.1 ●● Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations	42 836	41 431
Immobilisations en cours	1 069	1 020
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**43 905**	**42 451**

21.2 ●● Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (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 31/12/2009	**2 068**	**14**	**66 631**	**2 887**	**71 600**
Augmentations [1]	62	4	3 215	301	3 582
Diminutions	(26)	-	(403)	(178)	(607)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	2	-	2
Valeurs brutes au 31/12/2010	**2 104**	**18**	**69 445**	**3 010**	**74 577**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	**(1 126)**	**(8)**	**(27 042)**	**(1 993)**	**(30 169)**
Dotations nettes aux amortissements	(34)	-	(167)	(113)	(314)
Diminutions	23	-	313	175	511
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements [2]	(9)	-	(1 685)	(75)	(1 769)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	**(1 146)**	**(8)**	**(28 581)**	**(2 006)**	**(31 741)**
Valeurs nettes au 31/12/2009	**942**	**6**	**39 589**	**894**	**41 431**
VALEURS NETTES AU 31/12/2010	**958**	**10**	**40 864**	**1 004**	**42 836**

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Note 22 - Immobilisations en concessions des autres activités

22.1 ●● 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)	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations	5 432	25 593
Immobilisations en cours	595	1 264
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**6 027**	**26 857**

22.2 ●● Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2009	**3 690**	**9 107**	**31 529**	**2 134**	**46 460**
Augmentations	98	292	1 842	121	2 353
Diminutions	(18)	(28)	(145)	(89)	(280)
Écarts de conversion	11	20	178	35	244
Mouvements de périmètre	(2 514)	-	(32 824)	(1 107)	(36 445)
Autres mouvements	3	(112)	(33)	29	(113)
Valeurs brutes au 31/12/2010	**1 270**	**9 279**	**547**	**1 123**	**12 219**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	**(1 903)**	**(4 860)**	**(12 727)**	**(1 377)**	**(20 867)**
Dotations nettes aux amortissements	(77)	(239)	(948)	(187)	(1 451)
Diminutions	14	24	93	78	209
Écarts de conversion	(3)	(5)	(57)	(14)	(79)
Mouvements de périmètre	1 174	-	13 361	862	15 397
Autres mouvements	-	(2)	16	(10)	4
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	**(795)**	**(5 082)**	**(262)**	**(648)**	**(6 787)**
Valeurs nettes au 31/12/2009	**1 787**	**4 247**	**18 802**	**757**	**25 593**
VALEURS NETTES AU 31/12/2010	**475**	**4 197**	**285**	**475**	**5 432**

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent, à fin décembre 2010, les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

Les mouvements de périmètre en 2010 concernent essentiellement le Royaume-Uni (cession des activités de réseaux), RTE EDF Transport (changement de méthode de consolidation) et EnBW (application d'IFRS 5).

Note 23 - Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

23.1 ●● 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)	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations	46 730	49 803
Immobilisations en cours	10 101	8 507
Immobilisations financées par location-financement	437	424
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**57 268**	**58 734**

23.2 ●● Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2009	**12 752**	**60 765**	**16 023**	**2 287**	**10 480**	**102 307**
Augmentations	463	1 315	805	82	1 890	4 555
Diminutions	(141)	(388)	(100)	(8)	(231)	(868)
Écarts de conversion	61	592	111	5	236	1 005
Mouvements de périmètre	(1 657)	(963)	(1 704)	(1 505)	(1 088)	(6 917)
Autres mouvements	(19)	327	241	(16)	32	565
Valeurs brutes au 31/12/2010	**11 459**	**61 648**	**15 376**	**845**	**11 319**	**100 647**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	**(6 233)**	**(32 306)**	**(8 389)**	**(1 265)**	**(4 311)**	**(52 504)**
Dotations nettes aux amortissements	(379)	(2 644)	(1 196)	(89)	(910)	(5 218)
Diminutions	82	332	89	4	206	713
Écarts de conversion	(14)	(18)	(51)	(1)	(62)	(146)
Mouvements de périmètre	407	584	794	902	657	3 344
Autres mouvements	(18)	43	(38)	15	(108)	(106)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	**(6 155)**	**(34 009)**	**(8 791)**	**(434)**	**(4 528)**	**(53 917)**
Valeurs nettes au 31/12/2009	**6 519**	**28 459**	**7 634**	**1 022**	**6 169**	**49 803**
VALEURS NETTES AU 31/12/2010	**5 304**	**27 639**	**6 585**	**411**	**6 791**	**46 730**

Les variations observées en 2010 concernent principalement le reclassement des actifs d'EnBW en actifs détenus en vue de la vente pour (3 458) millions d'euros et les écarts de conversion sur la zone Royaume-Uni pour 348 millions d'euros et sur la zone États-Unis pour 305 millions d'euros.

Les mouvements de périmètre 2009 concernent principalement la première consolidation de :
- British Energy pour 9 388 millions d'euros ;
- CENG pour 3 811 millions d'euros.

23.3 ●● Obligations en matière de contrats de location-financement

	31/12/2010				31/12/2009
(en millions d'euros)	**Total**	Échéances < 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location-financement en tant que bailleur	65	16	42	7	466
Engagements de location-financement en tant que preneur	235	34	147	54	219

Le Groupe est engagé 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. La variation de l'exercice résulte de la cession de l'activité réseaux d'EDF Energy faisant diminuer ces engagements de 442 millions d'euros.

Le Groupe est engagé 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. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Note 24 - Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale [1]	31/12/2010 Quote-part d'intérêts dans le capital *(en %)*	31/12/2010 Quote-part de capitaux propres	31/12/2010 Dont quote-part de résultat	31/12/2009 Quote-part de capitaux propres	31/12/2009 Dont quote-part de résultat
RTE EDF Transport	T	100,00	4 649	-	-	-
Alpiq	P	26,06	1 746	107	1 572	92
Dalkia Holding	S	34,00	470	24	493	19
NTPC	P	40,00	133	29	84	8
Taishan	P	30,00	541	-	279	-
Autres participations dans les entreprises associées			315	(26)	1 993	(15)
TOTAL			**7 854**	**134**	**4 421**	**104**

(1) S = services, P = production, D = distribution, T = transport.

24.1 ●● RTE-EDF Transport

24.1.1 Méthode de consolidation de RTE EDF Transport

Suite à la nomination par l'État le 31 décembre 2010 de deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, en remplacement de représentants d'EDF, le Groupe n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE EDF Transport au sens d'IAS 27. Cependant, compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, RTE EDF Transport est consolidé selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date.

24.1.2 Éléments financiers de RTE EDF Transport

Les principaux indicateurs financiers de RTE EDF Transport sur l'exercice 2010 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation 2010	1 525
Résultat net 2010	367
Capitaux propres au 31 décembre 2010	4 649
Total bilan au 31 décembre 2010	14 368
Endettement financier net au 31 décembre 2010	6 341

24.1.3 Opérations entre le groupe EDF et RTE EDF Transport

Au 31 décembre 2010, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE EDF Transport sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau haute et très haute tension de RTE EDF Transport pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2010, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE EDF Transport avec ERDF de 3 174 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE EDF Transport réalise en 2010 :
- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 351 millions d'euros et 420 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 279 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE EDF Transport *via* des prêts pour un montant total de 1 914 millions d'euros au 31 décembre 2010. Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 142 millions d'euros sur l'exercice 2010.

Par ailleurs, RTE EDF Transport est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

24.2 Autres entreprises associées

Les principales variations de l'exercice 2010 relatives aux autres entreprises associées résultent des éléments suivants :

- Effet de l'application d'IFRS 5 suite à la cession en cours d'EnBW (reclassement en actifs destinés à être cédés de la quote-part d'intérêts d'EnBW dans des entreprises associées).
- Augmentation en valeur de la quote-part de capitaux propres détenue dans Taishan liée à la souscription par le Groupe à hauteur de 213 millions d'euros à une augmentation de capital en 2010.

Au 31 décembre 2009, les principaux indicateurs publiés relatifs aux entreprises associées étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Alpiq	13 544	8 200	9 816	448
Dalkia Holding [1]	8 220	5 710	6 854	216

(1) Données financières consolidées, qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

Note 25 - Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	**Valeurs brutes**	**Provisions**	**Valeurs nettes**	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	9 551	(12)	9 539	9 070	(12)	9 058
Autre combustible	1 678	(8)	1 670	1 793	(4)	1 789
Autres matières premières	1 004	(182)	822	1 152	(204)	948
En-cours de production de biens et services	315	(6)	309	377	(3)	374
Autres stocks	377	(32)	345	510	(17)	493
TOTAL STOCKS	**12 925**	**(240)**	**12 685**	**12 902**	**(240)**	**12 662**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 146 millions d'euros (6 519 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, la valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 825 millions d'euros (622 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Note 26 - Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	17 786	17 918
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 375	2 401
Dépréciation	(637)	(686)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	**19 524**	**19 633**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Des opérations de titrisations de créances clients sont réalisées de manière récurrente principalement par Edison, pour un montant en quote-part EDF de 2 122 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 385 millions d'euros au 31 décembre 2009). Ces opérations sont réalisées sans recours et le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Dépréciation	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Dépréciation	Valeurs nettes
Créances clients et comptes rattachés	**20 161**	**(637)**	**19 524**	**20 319**	**(686)**	**19 633**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 690	(182)	1 508	1 940	(225)	1 715
dont créances échues entre 6 et 12 mois	365	(120)	245	318	(135)	183
dont créances échues de plus de 12 mois	584	(272)	312	428	(199)	229
dont Total des créances échues	**2 639**	**(574)**	**2 065**	**2 686**	**(559)**	**2 127**
dont Total des créances à échoir	**17 522**	**(63)**	**17 459**	**17 633**	**(127)**	**17 506**

Note 27 - Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Charges constatées d'avance	513	600
Autres créances et comptes courants d'exploitation	8 806	7 511
AUTRES DÉBITEURS	**9 319**	**8 111**
Dont valeurs brutes	9 362	8 164
Dont dépréciation	(43)	(53)

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Le poste « Autres créances » comprend la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (CSPE) pour un montant de 2 812 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 844 millions d'euros au 31 décembre 2009) ainsi que des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Note 28 - Capitaux propres

28.1 Capital social

Au 31 décembre 2010, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français (inchangé par rapport au 31 décembre 2009), 13,1 % par le public (institutionnels et particuliers) et 2,4 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

28.2 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.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), 2 607 442 actions ont été achetées en 2010 pour un montant total de 97 millions d'euros et 2 294 477 actions ont été vendues pour un montant total de 87 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 557 344 actions pour une valeur de (19) millions d'euros.

28.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2010 a décidé une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2009 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,55 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2009, payable sur option en actions nouvelles qui avait conduit à l'émission de 26 695 572 actions nouvelles d'un nominal de 0,50 euro et d'une prime d'émission de 34,63 euros ; le solde de 0,60 euro par action a été mis en paiement le 3 juin 2010 pour un montant de 1 109 millions d'euros.

Le 30 novembre 2010, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2010, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2010 pour un montant de 1 054 millions d'euros.

28.4 Gestion du capital

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats réalisés, nets des dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux propres. Ils s'élèvent à 36 903 millions d'euros au 31 décembre 2010, contre 34 667 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Note 29 - Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour gestion du combustible usé		848	10 176	11 024	836	10 311	11 147
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs		172	6 824	6 996	206	7 220	7 426
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**30.1**	**1 020**	**17 000**	**18 020**	**1 042**	**17 531**	**18 573**
Provisions pour déconstruction des centrales		301	16 251	16 552	350	16 970	17 320
Provisions pour derniers cœurs		-	3 132	3 132	-	3 033	3 033
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**30.2**	**301**	**19 383**	**19 684**	**350**	**20 003**	**20 353**
Provisions pour avantages du personnel	**31**	**819**	**11 745**	**12 564**	**837**	**13 412**	**14 249**
Autres provisions	**32**	**2 870**	**1 337**	**4 207**	**3 629**	**1 188**	**4 817**
TOTAL PROVISIONS		**5 010**	**49 465**	**54 475**	**5 858**	**52 134**	**57 992**

Note 30 - Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en notes 1.3.2.1 et 1.3.23.

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.

30.1 ●● Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2010

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
(en millions d'euros)			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour gestion du combustible usé	11 147	779	(609)	(6)	(250)	(37)	11 024
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 426	414	(170)	(30)	(686)	42	6 996
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**18 573**	**1 193**	**(779)**	**(36)**	**(936)**	**5**	**18 020**

Répartition par société

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	EnBW	Autres	Total
Provisions au 31/12/2009	**15 030**	**2 660**	**879**	**4**	**18 573**
Augmentation	1 078	-	114	1	1 193
Diminution	(757)	-	(57)	(1)	(815)
Variation de périmètre	-	-	(936)	-	(936)
Autres	9	(3)	-	(1)	5
PROVISIONS AU 31/12/2010	**15 360**	**2 657**	**-**	**3**	**18 020**

30.2 ●● Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour déconstruction des centrales	17 320	874	(291)	(21)	(1 721)	391	16 552
Provisions pour derniers cœurs	3 033	155	-	(11)	(22)	(23)	3 132
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**20 353**	**1 029**	**(291)**	**(32)**	**(1 743)**	**368**	**19 684**

Répartition par société

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	EnBW	CENG	Autres	Total
Provisions au 31/12/2009	**12 958**	**5 108**	**1 453**	**442**	**392**	**20 353**
Augmentation	723	77	167	30	32	1 029
Diminution	(286)	(27)	(6)	-	(4)	(323)
Variation de périmètre	-	-	(1 743)	-	-	(1 743)
Autres	24	212	129	(2)	5	368
PROVISIONS AU 31/12/2010	**13 419**	**5 370**	**-**	**470**	**425**	**19 684**

30.3 ●● Provisions d'EDF en France et sécurisation d'une partie de leur financement

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 couvrir le financement de ses obligations de long terme (note 46).

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. Les taux utilisés sont indiqués au 30.3.3.1.

30.3.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	8 686	764	(600)	-	2	8 852
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 344	314	(152)	(5)	7	6 508
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE D'EDF EN FRANCE	**15 030**	**1 078**	**(752)**	**(5)**	**9**	**15 360**

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée (voir note 30.3.3.1) est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	**Montants provisionnés en valeur actualisée**	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
Pour gestion du combustible usé	14 386	8 852	13 969	8 686
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 017	6 508	22 321	6 344
POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**37 403**	**15 360**	**36 290**	**15 030**

30.3.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible usé d'EDF en France

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 sur les contrats conclus avec AREVA.

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 deux contrats : « l'Accord Traitement – Recyclage EDF-AREVA NC » 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 ». L'Accord Traitement-Recyclage précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012 et fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures.

Les effets de ces accords ont été enregistrés sur l'exercice 2010. Déjà anticipés sur la base des accords précédents, ils n'ont pas d'incidence significative sur les comptes consolidés du Groupe.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisée dans les comptes de stocks.

En outre, concernant la participation d'EDF aux dépenses de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens, un accord libérant EDF de toute obligation a été signé avec AREVA le 6 juillet 2009 fixant les montants exacts et les échéances de versement, la dernière étant prévue avant le 1er juillet 2011. Les trois premières échéances ayant été réglées, le dernier versement restant à effectuer est inscrit en dettes d'exploitation pour un montant de 776 millions d'euros TTC.

30.3.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs d'EDF en France

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 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 provisions 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).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.3.13.1).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activités 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 (DGEMP, APE 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.

En 2011, il est prévu la mise en place d'un groupe de travail piloté par la DGEC, associant l'ANDRA et les producteurs de déchets, dont le but est d'approfondir les options techniques possibles relatives à la conception du stockage. Les conclusions du groupe de travail, qui ne sont pas attendues avant la fin du premier semestre de l'année 2011, conduiront par la suite à l'établissement d'un nouveau chiffrage.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement de deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. Les nouvelles études menées par l'ANDRA et la DGEC devraient permettre un nouveau chiffrage en 2012.

30.3.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme	425	97	(58)	-	18	482
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 708	535	(218)	-	6	11 031
Provisions pour derniers cœurs	1 825	91	-	(10)	-	1 906
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS D'EDF EN FRANCE	**12 958**	**723**	**(276)**	**(10)**	**24**	**13 419**

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée (voir note 30.3.3.1) est la suivante :

	31/12/2010		31/12/2009	
(en millions d'euros)	**Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
Pour déconstruction des centrales thermiques à flamme	657	482	594	425
Pour déconstruction des centrales nucléaires	20 903	11 031	20 696	10 708
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 792	1 906	3 732	1 825
POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**25 352**	**13 419**	**25 022**	**12 958**

30.3.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF en France

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir 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 2010 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 1.3.13.1.

30.3.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF en France

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires 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, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.3.13.1.

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 l'actif corporel a été créé dans ce cas pour la différence entre la provision et le produit à recevoir. Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Pour les centrales en exploitation (filière 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 quatre 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 Sûreté 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.

Une inter-comparaison internationale a 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 de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'inter-comparaison.

30.3.2.3 Provision pour derniers cœurs d'EDF en France

Cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du dernier prix moyen connu des stocks ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradié au moment de l'arrêt définitif. 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.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.3.3 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF

Les actifs dédiés constitués pour le financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires sont présentés en note 46.

30.3.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

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 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 cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Révision du taux d'actualisation

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 respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs 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.

30.3.3.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

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 décembre de l'année considérée 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 :

	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
			2010		2009	
(en millions d'euros)	**2010**	2009	+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible usé	8 852	8 686	(197)	210	(192)	205
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344	(401)	457	(391)	445
Déconstruction et derniers cœurs						
Déconstruction des centrales nucléaires	11 031	10 708	(543)	577	(542)	575
Dépréciation des derniers cœurs	1 906	1 825	(81)	87	(81)	87
TOTAL	**28 297**	**27 563**	**(1 222)**	**1 331**	**(1 206)**	**1 312**

30.4 Provisions nucléaires de British Energy

30.4.1 Accords de restructuration – Financement des obligations de long terme

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF, avec le *Nuclear Liabilities Fund* (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 ou 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. Ils 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 usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe British 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 usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales de British 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 usé du groupe British Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- le groupe British Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles qui pourrait survenir, en cas d'un non-respect de certains critères qualitatifs ou contractuels. Les obligations du groupe British Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des filiales du groupe British Energy.

British Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction jusqu'aux dates de fermeture des différentes centrales fixées par les « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 200 millions d'euros à fin décembre 2010 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne de combustible (exprimé en uranium enrichi) chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Par ailleurs, British Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé provenant depuis le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell, et incluant le transport, l'entreposage intermédiaire, le retraitement du combustible et l'entreposage des déchets issus. British Energy n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible 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, sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.18.1).

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme 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 7 992 millions d'euros au 31 décembre 2010 ;
- 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 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. Leur montant s'élève à 6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010 (voir note 36.3).

30.4.2 Provision pour aval du cycle nucléaire de British Energy

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	2 209	-	-	-	(38)	2 171
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	451	-	-	-	35	486
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**2 660**	**-**	**-**	**-**	**(3)**	**2 657**

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions sont relatives aux obligations du groupe British Energy en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les contrats commerciaux existants conclus avec la NDA et les « accords de restructuration ». Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

(en millions d'euros)	Aval du cycle Dépenses contractualisées	Aval du cycle Dépenses non contractualisées	Total au 31/12/2010
Montants non actualisés aux conditions économiques de fin de période	2 631	3 311	5 942
Montants actualisés (taux réel 3 %)	2 171	641	2 812
Montants provisionnés	2 171	486	2 657

30.4.3 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs de British Energy

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour déconstruction des centrales	3 938	14	(26)	-	-	225	4 151
Provisions pour derniers cœurs	1 150	60	-	-	-	(26)	1 184
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**5 088**	**74**	**(26)**	**-**	**-**	**199**	**5 335**

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 dernières estimations datent de 2006 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

Déconstruction des centrales *(en millions d'euros)*	Au 31/12/2010 Total
Montants non actualisés aux conditions économiques de fin de période	12 567
Montants provisionnés (actualisés au taux réel de 3 %)	3 951

Le tableau ci-dessus ne porte que sur les obligations de déconstruction hors le montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction de 200 millions d'euros (voir note 30.4.1).

30.5 ●● Provisions de CENG

Aux États-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible usé, de gestion des déchets et de déconstruction des centrales sont régies principalement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) et pour le transport des déchets par le *Department of Transport*.

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**442**	**30**	**-**	**(2)**	**470**

30.5.1 Provisions pour aval du cycle

Le combustible usé ne fait pas l'objet de retraitement. Il est entreposé en attendant sa prise en charge par le *US Department of Energy* (DOE) pour stockage définitif. Ainsi, CENG règle chaque trimestre une contribution basée sur les quantités d'électricité produites à raison de 1 dollar/MWh et ne constitue pas de provision à ce titre.

30.5.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC.

Les provisions pour déconstruction comprennent notamment les dépenses de personnel internes et externes, les coûts des équipements, des matériels, du transport, de l'enfouissement, des coûts énergétiques, des impôts fonciers, les contributions versées à la NRC en vue de l'obtention du certificat de décontamination et les dépenses de remise en état des terrains conformément aux prescriptions.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement. Dans ce cadre, une étude a été menée sur le second semestre 2010 et a conduit à une révision à la baisse de la provision pour déconstruction pour un montant de 50 millions de dollars américains. Cet élément a été considéré comme étant un ajustement du bilan d'ouverture de CENG (voir note 4.2.3).

30.5.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

La constitution centrale par centrale de fonds destinés à financer leur déconstruction (*trust funds*) est requise par la NRC.

Ces *trust funds* sont investis en titres de dettes et en actions. Ils sont réservés à la centrale nucléaire à laquelle ils appartiennent. Le Comité des investissements de CENG fixe la stratégie générale d'investissement dont la répartition entre type d'actifs. Les investissements respectent les règles de prudence. Les fonds ne doivent pas être investis directement dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des montants minimums à respecter qui sont contrôlés tous les deux ans. En cas d'insuffisance constatée, la NRC peut exiger des garanties financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison mère.

Ces actifs de couverture sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente. Ils sont valorisés à leur juste valeur (valeur boursière).

30.6 Autres filiales

Les obligations pour aval du cycle nucléaire concernent les centrales nucléaires pour la part détenue par SPE.

Les obligations de déconstruction concernent notamment les centrales thermiques classiques en Europe, les centrales nucléaires en Belgique et d'autres installations industrielles.

Note 31 - Avantages du personnel

31.1 Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Effet périmètre	Autres	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	13 118	2 333	(2 215)	-	(2 270)	479	11 445
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 131	223	(126)	-	(108)	(1)	1 119
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**14 249**	**2 556**	**(2 341)**	**-**	**(2 378)**	**478**	**12 564**

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31/12/2009	**11 773**	**119**	**1 939**	**54**	**230**	**134**	**14 249**
Utilisation	(973)	(506)	(107)	-	(25)	(15)	(1 626)
Modification de périmètre	(453)	47	(1 972)	-	-	-	(2 378)
Dotations nettes	1 339	316	137	5	26	18	1 841
Écart de conversion	-	5	-	-	10	2	17
Autres	406	61	3	(8)	(1)	-	461
PROVISIONS AU 31/12/2010	**12 092**	**42**	**-**	**51**	**240**	**139**	**12 564**

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2009 résulte essentiellement de l'évolution de la provision pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et plus particulièrement des engagements de retraites des filiales françaises relevant du régime des IEG. Elle intègre également au niveau des modifications de périmètre le reclassement en passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente des provisions relatives à EnBW.

Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Autres	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 703	2 211	(1 933)	(6)	143	13 118
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 016	222	(122)	(1)	16	1 131
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**13 719**	**2 433**	**(2 055)**	**(7)**	**159**	**14 249**

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31/12/2008	**11 420**	**141**	**1 918**	**59**	**41**	**140**	**13 719**
Utilisation	(937)	(347)	(104)	(9)	(9)	(18)	(1 424)
Modification de périmètre	-	13	-	1	176	-	190
Dotations nettes	1 292	342	127	6	16	12	1 795
Écart de conversion	-	11	-	-	4	1	16
Autres	(2)	(41)	(2)	(3)	2	(1)	(47)
PROVISIONS AU 31/12/2009	**11 773**	**119**	**1 939**	**54**	**230**	**134**	**14 249**

31.2 ●● Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi – retraites	9 384	8 998
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi – autres avantages	1 704	1 769
Provisions pour autres avantages à long terme	1 065	1 062
Provisions pour avantages du personnel IEG	**12 153**	**11 829**
Provisions pour avantages du personnel hors IEG	**411**	**2 420**
TOTAL PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**12 564**	**14 249**

31.2.1 Filiales françaises relevant du régime des IEG

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 9 384 millions d'euros au 31 décembre 2010 (8 998 millions d'euros au 31 décembre 2009). Ce montant intègre en 2010 la Contribution pour Maintien de Droits (CMD) reclassée sur l'exercice en provisions pour avantages du personnel. En 2009, la CMD était présentée en « Autres provisions » (note 32).

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Avantages en nature énergie	1 138	1 176
Indemnités de fin de carrière	-	8
Indemnités de secours immédiat	273	287
Indemnités de congés exceptionnels	207	217
Autres	86	81
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**1 704**	**1 769**

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.25.2.

Enfin, d'autres avantages à long terme sont accordés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 1 065 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 062 millions d'euros au 31 décembre 2009).

31.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

La diminution des provisions pour avantages du personnel hors IEG est principalement liée à des effets de périmètre, et notamment le reclassement en passifs destinés à être cédés des engagements relatifs à EnBW.

31.3 ●● 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 sont résumées ci-dessous :

	France		Royaume-Uni	
	2010	2009	2010	2009
Taux d'actualisation	5,00 %	5,25 %	5,50 %	5,70 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,80 %	5,32 %	6,00 %	6,30 %
Taux d'augmentation des salaires	2,00 %	2,00 %	5,10 %	5,40 %

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'État d'une duration comparable – OAT 2032, d'une duration de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie.

La variation du rendement des OAT de référence associée aux variations de spreads a conduit le Groupe à revoir à la baisse le taux d'actualisation, pour l'établir à 5 % au 31 décembre 2010.

Pour 2010, le rendement réel des actifs sur retraites du Groupe s'établit à 1 141 millions (1 146 millions en 2009).

Pour le portefeuille des actifs de couverture, en France, une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base sur le rendement attendu des actifs aurait pour impact une variation de 1,31 % à la hausse ou à la baisse de la charge attendue 2011.

L'impact d'une variation de 25 points de base sur le taux d'actualisation générerait une variation de 3,3 % sur le montant total des engagements et de 4,9 % sur le montant du coût des services rendus au titre de l'exercice 2011 pour la France.

31.4 ●● Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 01/01/2010	**18 771**	**7 883**	**1 909**	**54**	**316**	**286**	**29 219**
Coût des services rendus	488	178	24	-	13	11	714
Charges d'intérêt	984	426	106	1	15	6	1 538
Pertes et gains actuariels	1 136	(13)	139	-	29	11	1 302
Réduction ou liquidation de régime	(3)	1	-	-	(1)	-	(3)
Prestations versées	(965)	(264)	(112)	1	(16)	(16)	(1 372)
Cotisations effectuées par les participants du régime	-	39	-	-	-	-	39
Coût des services passés acquis	2	-	10	(1)	1	-	12
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	2	(1)	1
Modification du périmètre	(648)	(3 353)	(2 111)	-	-	-	(6 112)
Écart de change	-	263	5	-	14	4	286
Autres	405	-	30	(4)	7	2	440
ENGAGEMENTS AU 31/12/2010	**20 170**	**5 160**	**-**	**51**	**380**	**303**	**26 064**
Valeur actuelle des actifs investis	(6 889)	(4 320)	-	-	(115)	(127)	(11 451)
Écarts actuariels non reconnus	(1 059)	(971)	-	-	(20)	(36)	(2 086)
Coût des services passés non comptabilisés au bilan	(130)	-	-	-	(5)	(1)	(136)
PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES	**12 092**	**(131)**	**-**	**51**	**240**	**139**	**12 391**
dont :							
Provision pour avantages du personnel	12 092	42	-	51	240	139	12 564
Actifs de retraite	-	-	-	-	-	-	-
Actifs financiers	-	(173)	-	-	-	-	(173)

En France, la variation des pertes et gains actuariels de l'exercice s'explique par la baisse du taux d'actualisation (passage de 5,25 % à 5 %) mais également par la comptabilisation en écarts actuariels des impacts de la réforme des retraites 2010.

Les autres variations sur la France incluent, pour 407 millions d'euros, le reclassement dans les engagements de retraite de la provision relative à la contribution pour maintien de droits. L'adossement du régime spécial des IEG aux régimes complémentaires AGIRC, ARRCO mis en place en 2004, et la volonté de maintenir le niveau de reprise des droits par ces régimes pour les activités non régulées, avaient notamment conduit à la comptabilisation d'une provision afin de prévenir toute insuffisance de financement de ces droits par les cotisations versées par EDF. Compte tenu des discussions menées en 2010, conformément à l'engagement de revoyure pris fin 2004, et de la nature de cette provision – financement des retraites des agents – cette provision a été reclassée dans les engagements retraite.

Le montant total de l'écart d'expérience pour la France représente un gain actuariel de 18 millions d'euros.

31.5 ●● Actifs de couverture

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Autre international	Autres activités	Total
Juste valeur des actifs de couverture au 01/01/2010	**(6 388)**	**(5 981)**	**(36)**	**(85)**	**(125)**	**(12 615)**
Rendement escompté des actifs	(339)	(365)	(3)	(7)	(1)	(715)
Primes nettes	(634)	(543)	(5)	(19)	4	(1 197)
Pertes et gains actuariels	(203)	(218)	1	(5)	-	(425)
Prestations payées par les actifs de couverture	627	264	5	10	(3)	903
Modification de périmètre	46	2 723	69	-	-	2 838
Écart de change	-	(200)	(5)	(6)	(2)	(213)
Autres	2	-	(26)	(2)	-	(26)
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2010	**(6 889)**	**(4 320)**	**-**	**(114)**	**(127)**	**(11 450)**

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 6 889 millions d'euros au 31 décembre 2010 (6 388 millions d'euros au 31 décembre 2009) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2010, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 47 % d'actions, 53 % d'obligations et de monétaire (répartition inchangée par rapport à 2009) ;
- pour le régime spécial de retraite de 30 % d'actions, 70 % d'obligations et de monétaires (respectivement 35 % et 65 % en 2009).

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 4,3 milliards d'euros au 31 décembre 2010 (6,0 milliards d'euros au 31 décembre 2009). Ces fonds de placement se décomposent en 38 % d'actions et 47 % d'obligations et de monétaires, 6 % de biens immobiliers et 9 % d'autres placements.

Suite notamment à la cession des activités de réseaux, les écarts actuariels relatifs aux fonds de pension d'EDF Energy qui s'élevaient à (1 783) millions d'euros au 31 décembre 2009, se sont réduits pour atteindre (971) millions d'euros au 31 décembre 2010.

31.6 ●● Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Coût des services rendus de l'exercice	(714)	(585)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 538)	(1 461)
Rendement escompté des actifs de couverture	715	634
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(278)	(173)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	3	2
Coût des services passés	(12)	2
Effet de l'écrêtement	-	-
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME (1)	**(1 824)**	**(1 581)**

(1) Les montants présentés intègrent les charges relatives à EnBW.

Note 32 - Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	182	16	(4)	-	-	-	194
Provisions pour risques fiscaux	355	30	(5)	-	(111)	20	289
Provisions pour litiges	529	79	(60)	(35)	(22)	15	506
Provisions pour contrats onéreux	1 029	228	(683)	(23)	(95)	569	1 025
Autres	2 722	2 001	(1 638)	(167)	(343)	(382)	2 193
AUTRES PROVISIONS	**4 817**	**2 354**	**(2 390)**	**(225)**	**(571)**	**222**	**4 207**

Les autres provisions incluent notamment :

- une provision de 173 millions d'euros constituée au titre du Tarif réglementé Transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), dont 121 millions d'euros au titre de la prolongation jusqu'à la date de mise en place de l'ARENH ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 545 millions d'euros.

La rubrique « Provision pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :

- des contrats de vente British Energy pour 402 millions d'euros au 31 décembre 2010 (838 millions d'euros au 31 décembre 2009) ;
- des contrats de vente CENG pour 512 millions d'euros au 31 décembre 2010. Ces éléments étaient présentés en « Autres créditeurs » pour un montant de 290 millions d'euros dans le bilan d'ouverture provisoire établi pour les comptes arrêtés au 31 décembre 2009 (voir note 4.2.3).

Les autres variations incluent pour (407) millions d'euros le reclassement de la provision relative à la contribution de maintien de droits.

Note 33 - Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Contre-valeur des biens	39 001	37 770
Financement concessionnaire non amorti	(18 683)	(18 103)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**20 318**	**19 667**
Amortissement financement du concédant	9 404	8 887
Provisions pour renouvellement	11 439	11 323
Droits sur biens à renouveler	**20 843**	**20 210**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER	**41 161**	**39 877**

Note 34 - Fournisseurs

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	9 856	10 694
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 949	2 654
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**12 805**	**13 348**

Note 35 - Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Avances et acomptes reçus	5 896	5 277
Dettes sur immobilisations	2 167	2 216
Dettes fiscales et sociales	6 881	6 884
Produits constatés d'avance	5 848	4 496
Autres dettes (1)	2 847	5 334
AUTRES CRÉDITEURS	**23 639**	**24 207**
Dont part non courante	4 965	3 360
Dont part courante	18 674	20 847

(1) Dont dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 66 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 018 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 693 millions d'euros (2 444 millions d'euros en 2009). Ils intègrent également, en 2010, l'avance de 1,7 milliard d'euros versée au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

La baisse observée en 2010 s'explique notamment par les éléments suivants :

- Reclassement des contrats de vente CENG pour 512 millions d'euros en « Provisions pour risques et charges – provisions pour contrats onéreux ». Ces éléments étaient présentés en « Autres créditeurs » pour un montant de 290 millions d'euros dans le bilan d'ouverture provisoire établi pour les comptes arrêtés au 31 décembre 2009.
- Extinction du passif relatif à l'option de vente consentie aux actionnaires minoritaires de SPE à hauteur de 807 millions d'euros, suite :
  - d'une part, à l'exercice de cette option par certains d'entre eux ;
  - d'autre part, aux conditions de liquidités du nouveau pacte d'actionnaires conclu le 16 avril 2010 avec les minoritaires ayant souhaité rester au capital de SPE.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Note 36 - Actifs financiers courants et non courants

36.1 ●● Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 534	13	4 547	4 863	13	4 876
Actifs financiers disponibles à la vente	9 748	15 287	25 035	4 987	15 818	20 805
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	2	23	25	61	463	524
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 401	1 180	2 581	1 783	1 112	2 895
Prêts et créances financières	1 103	8 418	9 521	756	7 092	7 848
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS (1)	**16 788**	**24 921**	**41 709**	**12 450**	**24 498**	**36 948**

(1) Dont dépréciation pour 726 millions d'euros au 31 décembre 2010 (911 millions d'euros au 31 décembre 2009).

36.2 ●● Détail des actifs financiers

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 530	4 662
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction (1)	5	203
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	11
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	**4 547**	**4 876**
(1) Dont part qualifiée d'actifs liquides	-	*197*

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

Au 31 décembre 2010, la part des dérivés évaluée par référence à des prix cotés sur un marché actif s'élève à 3 %, celle évaluée à partir de données observables s'élève à 90 % et celle évaluée à partir de modèles internes à 7 %.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2010 Actions [1]	31/12/2010 Titres de dettes	31/12/2010 Total	31/12/2009 [2] Actions [1]	31/12/2009 [2] Titres de dettes	31/12/2009 [2] Total
Actifs dédiés d'EDF (note 46)	6 820	6 685	13 505	4 932	6 504	11 436
Actifs liquides	4 930	4 355	9 285	2 400	2 138	4 538
Participation stratégique	-	-	-	414	-	414
Autres titres	2 172	73	2 245	3 083	1 334	4 417
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**13 922**	**11 113**	**25 035**	**10 829**	**9 976**	**20 805**

(1) Actions ou OPCVM.

(2) La répartition entre actions et titres de dettes des données au 31 décembre 2009 a été revue.

La ligne « Participation stratégique » correspond en 2009 aux titres Constellation Energy Group. Suite aux accords du 3 novembre 2010 (voir note 4.2.2), ces titres ne sont plus considérés par le Groupe comme constitutifs d'une participation stratégique et sont présentés au niveau des « Autres titres » sur l'exercice 2010.

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés sur un marché actif s'élève à 16 % au 31 décembre 2010, celle évaluée par rapport à des données observables s'élève à 84 %.

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 :

Au cours de l'exercice 2010

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	886	(305)	581	(4)	1	(3)
Actifs liquides	(29)	10	(19)	(40)	13	(27)
Participation stratégique	-	-	-	-	-	-
Autres titres	(39)	(15)	(54)	(87)	(5)	(92)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**818**	**(310)**	**508**	**(131)**	**9**	**(122)**

(1) + / ( ) : augmentation/diminution des capitaux propres – part du Groupe.

(2) + / ( ) : augmentation/diminution du résultat.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2010 concernent principalement EDF pour 850 millions d'euros dont 886 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Pour EDF, aucune perte de valeur significative n'a été enregistrée sur l'exercice 2010.

L'impact en capitaux propres tient compte de l'impôt courant ou d'impôt différé attaché à ces variations.

Au cours de l'exercice 2009

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	1 031	(355)	676	(78)	27	(51)
Actifs liquides	88	(31)	57	72	(24)	48
Participation stratégique	-	-	-	-	-	-
Autres titres	133	(19)	114	(54)	12	(42)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**1 252**	**(405)**	**847**	**(60)**	**15**	**(45)**

(1) + / ( ) : augmentation/diminution des capitaux propres – part du Groupe.
(2) + / ( ) : augmentation/diminution du résultat.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2009 concernent principalement EDF pour 1 134 millions d'euros dont 1 031 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Elles traduisent l'amélioration observée sur les marchés financiers à compter du deuxième trimestre de l'exercice.

Une perte de valeur a été enregistrée en résultat pour (48) millions d'euros chez EDF.

Une information détaillée sur les actifs dédiés d'EDF est donnée en note 46.

36.2.2.1 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 OPVCM monétaires d'EDF représentent 4 930 millions d'euros (2 400 millions d'euros au 31 décembre 2009).

36.2.2.2 Autres titres

Au 31 décembre 2010, les autres titres se composent notamment :
- chez CENG, de 518 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « *decommissioning trust funds* » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales) ;
- chez EDF Inc., de titres CEG pour 320 millions d'euros ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 313 millions d'euros et Veolia pour 423 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, les fonds réservés d'EnBW sont présentés au niveau des actifs destinés à être cédés. Ils figuraient au niveau des autres titres en 2009 pour un montant de 1 700 millions d'euros.

36.3 ●● Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

	31/12/2010		31/12/2009	
(en millions d'euros)	**Juste valeur**	**Valeur nette comptable**	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	25	25	524	524
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	6 613	6 613	6 399	6 399
Prêts et créances financières – autres	2 912	2 908	1 455	1 449
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	**9 550**	**9 546**	**8 378**	**8 372**

Les prêts et créances financières intègrent 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 6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010 (6 399 millions d'euros au 31 décembre 2009).

36.4 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Variation de périmètre	Autres	31/12/2010
Actifs financiers disponibles à la vente	20 805	12 637	(6 554)	1 018	(2 343)	(528)	25 035
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	524	53	(66)	-	(487)	1	25
Prêts et créances financières	7 848	275	(286)	-	1 322	362	9 521

36.4.2 Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	31/12/2008	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Variation de périmètre	Autres	31/12/2009
Actifs financiers disponibles à la vente	23 112	10 957	(11 918)	1 349	(1 806)	(889)	20 805
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	527	72	(74)	-	-	(1)	524
Prêts et créances financières	1 255	260	(131)	-	6 132	332	7 848

Note 37 - Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. 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)	31/12/2010	31/12/2009
Disponibilités	1 838	3 569
Équivalents de trésorerie	2 804	3 207
Comptes courants financiers	187	206
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**4 829**	**6 982**

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 :

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	39 993	7 784	47 777	43 941	9 927	53 868
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	4 002	4 002	-	3 610	3 610
Juste valeur négative des dérivés de couverture	653	980	1 633	814	3 023	3 837
PASSIFS FINANCIERS	**40 646**	**12 766**	**53 412**	**44 755**	**16 560**	**61 315**

Au 31 décembre 2010, la juste valeur des dérivés est déterminée sur la base de prix cotés à hauteur de 1 %, de prix observables à hauteur de 96 % et de modèles internes à hauteur de 3 %.

L'échéance des lignes de crédit d'EDF Énergies Nouvelles est désormais définie selon la date d'échéance du contrat et non plus selon la date du tirage en cours. Retraitées de ce changement de présentation, les parts courante et non courante des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2009 auraient été respectivement de 9 322 millions d'euros et 44 546 millions d'euros (effet de reclassement de 605 millions d'euros).

38.2 Emprunts et dettes financières

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(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
Soldes au 31/12/2008	**23 490**	**4 859**	**8 292**	**235**	**575**	**37 451**
Augmentations	18 904	11 128	413	-	702	31 147
Diminutions	(2 766)	(9 926)	(2 929)	(73)	(44)	(15 738)
Mouvements de périmètre	597	304	109	8	4	1 022
Écarts de conversion	185	184	49	-	100	518
Autres	(338)	(99)	(42)	76	(129)	(532)
Soldes au 31/12/2009	**40 072**	**6 450**	**5 892**	**246**	**1 208**	**53 868**
Augmentations	5 736	2 057	971	-	137	8 901
Diminutions	(1 924)	(2 144)	(841)	(42)	(16)	(4 967)
Mouvements de périmètre [1]	(9 489)	(753)	(940)	(13)	(276)	(11 471)
Écarts de conversion	646	67	205	-	2	920
Autres	458	(273)	199	182	(40)	526
SOLDES AU 31/12/2010	**35 499**	**5 404**	**5 486**	**373**	**1 015**	**47 777**

(1) Les mouvements de périmètre en 2010 concernent RTE EDF Transport pour (4 812) millions d'euros, EnBW pour (3 544) millions d'euros et les activités de réseaux au Royaume-Uni pour (3 174) millions d'euros.

EDF a procédé à plusieurs émissions importantes en 2010 :

EDF a procédé le 26 janvier 2010 à l'émission de deux emprunts obligataires sur le marché américain sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'*US Securities and Exchange Commission*) qui comporte deux tranches :

- la première est d'une maturité de 10 ans, pour un montant de 1,4 milliard de dollars avec un coupon annuel de 4,60 % ;
- la seconde est d'une maturité de 30 ans, pour un montant de 850 millions de dollars avec un coupon annuel de 5,60 %.

Le 10 mars 2010, Edison a émis dans le cadre de son programme EMTN un emprunt de 500 millions d'euros (245 millions d'euros en quote-part EDF), d'une maturité de 5 ans avec un coupon annuel de 3,25 %.

Le 29 mars 2010, EDF a procédé à une émission d'obligations sur le marché suisse pour un montant de 400 millions de francs suisses, de maturité septembre 2017, avec un coupon annuel de 2,25 %.

Le 27 avril 2010, EDF a procédé à une émission d'obligations sur le marché Euronext Paris pour un montant de 1,5 milliard d'euros, de maturité avril 2030, avec un coupon annuel de 4,625 %.

Le 22 septembre 2010, EDF a procédé à une émission obligataire pour un montant de 1 milliard de livres sterling, de maturité 40 ans, avec un coupon annuel de 5,125 %.

Le 3 novembre 2010, Edison a émis un emprunt de 600 millions d'euros, (294 millions d'euros en quote-part EDF) d'une maturité de 7 ans avec un coupon annuel de 3,9 %.

Le 12 novembre 2010, EDF a procédé à une émission obligataire à deux tranches sur le marché Euronext Paris. La première tranche est d'une maturité de 15 ans pour un montant de 750 millions d'euros, avec un coupon annuel de 4,0 %. La seconde tranche est d'une maturité de 30 ans pour un montant de 750 millions d'euros, avec un coupon annuel de 4,5 %.

Cette émission a permis une restructuration de la dette (remboursement partiel d'emprunts obligataires d'échéances 2013 à 2015).

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
EDF et autres filiales liées (1)	33 656	30 756
EDF Energy (2)	5 312	11 943
EnBW	-	3 416
EDF Énergies Nouvelles	4 059	3 295
Edison (3)	2 104	2 302
Autres entités	2 646	2 156
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**47 777**	**53 868**

(1) ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TDE.

Au 31 décembre 2010, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2010, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

(en millions)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise de l'émission	Taux
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6 % (1)
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 % (1)
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF	01/2008	01/2018	1 500	EUR	5,0 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
Euro MTN	EDF	05/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1 %

(1) Ces deux emprunts obligataires ont été partiellement remboursés suite à deux émissions de 750 millions d'euros en 2010.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

(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	876	1 070	4 774	49	1 015	7 784
Entre un et cinq ans	11 777	2 306	539	160	-	14 782
À plus de cinq ans	22 846	2 028	173	164	-	25 211
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2010	**35 499**	**5 404**	**5 486**	**373**	**1 015**	**47 777**

38.2.3 Ventilation des emprunts par devise

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	**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 (2)	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	28 510	(3 089)	25 421	37 232	(10 356)	26 876
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	9 257	(4 568)	4 689	5 081	(32)	5 049
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	5 081	8 678	13 759	7 386	11 463	18 849
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 929	(1 021)	3 908	4 169	(1 075)	3 094
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**47 777**	**-**	**47 777**	**53 868**	**-**	**53 868**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

(2) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/livre sterling qualifiés de couverture économique.

38.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

	31/12/2010			31/12/2009		
(en millions d'euros)	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	41 150	(49)	41 101	44 569	613	45 182
Emprunts à taux variable	6 627	49	6 676	9 299	(613)	8 686
TOTAL DES EMPRUNTS	**47 777**	**-**	**47 777**	**53 868**	**-**	**53 868**

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 auprès de différentes banques pour un montant global de 11 085 millions d'euros au 31 décembre 2010 (10 039 millions d'euros au 31 décembre 2009).

		31/12/2010			31/12/2009
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 085**	**1 178**	**5 907**	**4 000**	**10 039**

La variation des lignes de crédit observée sur 2010 est liée à hauteur de 3 750 millions d'euros à la mise en place de nouvelles lignes de crédit sur EDF, compensée par la non prise en compte des lignes de crédit d'EnBW et de RTE EDF Transport.

38.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2010

	31/12/2010		31/12/2009	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**52 868**	**47 777**	**57 014**	**53 868**

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 maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE EDF Transport, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

38.3.1 Endettement financier net par nature

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	31/12/2009
Emprunts et dettes financières	38.2.1	47 777	53 868
Dérivés de couvertures des dettes		49	373
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 829)	(6 982)
Actifs liquides [1]	36.2	(9 285)	(4 735)
Prêt à RTE EDF Transport		(1 914)	-
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		2 591	(28)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**34 389**	**42 496**

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 285 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 0 au 31 décembre 2010 (respectivement 4 538 millions d'euros et 197 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, on observe une forte diminution de l'endettement financier net, notamment du fait de la cession des réseaux au Royaume-Uni et de la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport (voir note 4.1.4.1).

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés est attribuable à EnBW.

38.3.2 Évolution de l'endettement financier net

(en millions d'euros)	2010	2009
Excédent brut d'exploitation	**16 623**	**15 929**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(1 165)	(2 320)
Frais financiers nets décaissés	(2 197)	(1 367)
Impôt sur le résultat payé	(1 967)	(869)
Autres éléments	152	84
Cash flow opérationnel	**11 446**	**11 457**
Variation du besoin en fonds de roulement net [1]	298	(863)
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(12 053)	(11 576)
Éléments non récurrents [2]	-	1 224
Free cash flow	**(309)**	**242**
Dotation aux actifs dédiés France	(1 343)	(1 902)
Investissements financiers [3]	3 613	(12 932)
Dividendes versés	(2 353)	(1 289)
Autres variations	(287)	(696)
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	**(679)**	**(16 577)**
Effet de variation du périmètre [4]	9 358	577
Effet de la variation de change	(782)	(758)
Autres variations non monétaires	15	(319)
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**7 912**	**(17 077)**
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	**195**	**(943)**
Endettement financier net à l'ouverture	**42 496**	**24 476**
ENDETTEMENT FINANCIER NET À LA CLÔTURE	**34 389**	**42 496**

(1) La variation du besoin en fonds de roulement net présentée dans l'évolution de l'endettement financier net est différente de la variation du besoin en fonds de roulement présentée dans le tableau de flux de trésorerie consolidé. Elle n'inclut pas le versement de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF – AREVA ((633) millions d'euros en 2010 et (605) millions d'euros en 2009), qui est présenté en « Autres variations ».

(2) Annulation de la décision de la Commission européenne.

(3) Les investissements financiers de l'exercice 2010 concernent principalement l'encaissement du prix de cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques pour 3 655 millions d'euros.

(4) L'effet de variation de périmètre intègre une diminution de l'endettement financier net de 6 341 millions d'euros relative au changement de mode de consolidation de RTE EDF Transport et de 2 991 millions d'euros relative à la déconsolidation de la dette des réseaux de distribution d'électricité britanniques.

Note 39 - Gestion des risques financiers

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe, en particulier EDF Trading, EDF Energy et Edison, ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme, les options de change et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du CO_2 et du combustible fossile, principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « *Value at Risk* » (VaR) avec une limite « *stop loss* » (voir Rapport de Gestion – chapitre 1.9.2).

Le risque de crédit est composé du risque d'impayé sur les créances clients et du risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. À ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie qui s'appuie sur les principes suivants :

- suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contre-parties) ;
- méthodologie d'attribution de limites en exposition pour chaque contrepartie liée aux marchés financiers ou énergies ;
- consolidation mensuelle des expositions au risque de contrepartie sur les activités de marchés financiers et énergies et consolidation trimestrielle globale sur l'ensemble des activités ;
- mise en place d'une limite en espérance de perte par contrepartie au niveau du Groupe et de chaque entité et contrôle du respect de ces limites par le Comité de Crédit Corporate.

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 26 de la présente annexe.

Dans le cas particulier d'EDF Trading, le risque de crédit est partiellement couvert par des accords bilatéraux d'appels de marge et des lettres de crédit.

La description des différents types de risques financiers et de risques marchés de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés de manière plus détaillée dans le chapitre 1.9 du rapport de gestion.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées dans le rapport de gestion :

- Risques de change : chapitre 1.9.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.9.1.4 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitre 1.9.1.5.

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 note 38.2.2 ;
  - *Covenants* et engagements hors bilan : annexe aux comptes note 38.2.5 ;
  - Engagements hors bilan liés aux investissements : annexe aux comptes note 42.1.4.2 ;
  - Engagements hors bilan : rapport de gestion chapitre 1.11.
- Risques de change :
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (rapport de gestion – chapitre 1.9.1.5) :
  - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes note 30.3.3 ;
  - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes note 31.5 ;
  - 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 note 30.3.3.1 ;
  - Taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes note 31.3 ;
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes 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 note 40 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres ;
  - Instruments dérivés non comptabilisés en couverture : annexe aux comptes note 41.

Note 40 - 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	31/12/2010	31/12/2009
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	2 581	2 895
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(1 633)	(3 837)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**948**	**(942)**
Instruments dérivés de couverture de taux	40.4.1	(192)	(124)
Instruments dérivés de couverture de change	40.4.2	797	380
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	40.4.3	365	(1 205)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	40.5	(22)	7

En 2010

(en millions d'euros)	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de couverture	-	2 581	-	2 581
Juste valeur négative des dérivés de couverture	(1)	(1 629)	(3)	(1 633)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE	**(1)**	**952**	**(3)**	**948**

En 2009

(en millions d'euros)	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4	2 879	12	2 895
Juste valeur négative des dérivés de couverture	(47)	(3 735)	(55)	(3 837)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE	**(43)**	**(856)**	**(43)**	**(942)**

40.1 ●● 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.

Au 31 décembre 2010, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 2 millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de 7 millions d'euros au 31 décembre 2009).

40.2 ●● 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 au 31 décembre 2010 est une perte de 3 millions d'euros (gain de 2 millions d'euros au 31 décembre 2009).

40.3 ●● Couverture d'investissement net à l'étranger

La couverture d'investissement net à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

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 ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

40.4 ●● 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 :

En 2010

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat [2]
Dérivés de :							
- Couverture de taux	(50)	10	(40)	6	-	-	-
- Couverture de change	934	(319)	615	(7)	661	(222)	439
- Couverture d'investissement net à l'étranger	(911)	192	(719)	-	514	(177)	337
- Couverture de matières premières	68	(27)	41	2	(1 471)	457	(1 014)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	**41**	**(144)**	**(103)**	**1**	**(296)**	**58**	**(238)**

(1) + / ( ) : augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe.
(2) + / ( ) : augmentation/diminution du résultat.

Les variations nettes de juste valeur transférées en résultat au titre des couvertures d'investissement net à l'étranger sont relatives à la cession des activités de réseau au Royaume-Uni.

Concernant les matières premières, les variations positives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 41 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (267) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- 206 millions d'euros sur les contrats de couverture gaz ;
- 77 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 47 millions d'euros sur les contrats de couverture des produits pétroliers ;
- (22) millions d'euros sur les contrats de couverture de droits d'émission CO_2.

Le montant de (1 014) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (547) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (300) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- (125) millions d'euros sur les contrats de couverture de droits d'émission CO_2 ;
- (91) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ;
- 49 millions d'euros sur les contrats de couverture des produits pétroliers.

En 2009

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat [2]
Dérivés de :							
- Couverture de taux	3	2	5	-	-	-	-
- Couverture de change	(797)	261	(536)	-	(234)	82	(152)
- Couverture d'investissement net à l'étranger	(181)	240	59	-	-	-	-
- Couverture de matières premières	(412)	160	(252)	2	(1 095)	389	(706)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	**(1 387)**	**663**	**(724)**	**2**	**(1 329)**	**471**	**(858)**

(1) + / ( ) : augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / ( ) : augmentation/diminution du résultat.

Concernant les matières premières, les variations négatives de juste valeur de l'exercice d'un montant de (252) millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (488) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (20) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 217 millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

Le montant de (706) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (734) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- 280 millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ;
- (142) millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

40.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2010				Notionnel au 31/12/2009	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2010	31/12/2009
Achats de CAP	-	90	8	98	98	-	-
Achats d'options	50	120	-	170	170	(1)	-
Opérations sur taux d'intérêt	**50**	**210**	**8**	**268**	**268**	**(1)**	**-**
Payeur fixe/receveur variable	432	2 121	1 295	3 848	3 343	(158)	(65)
Payeur variable/receveur fixe	159	1 065	2 060	3 284	2 214	(18)	40
Variable/variable	96	1 968	-	2 064	2 019	22	8
Fixe/fixe	414	4 053	5 819	10 286	9 588	(37)	(107)
Swaps de taux	**1 101**	**9 207**	**9 174**	**19 482**	**17 164**	**(191)**	**(124)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**1 151**	**9 417**	**9 182**	**19 750**	**17 432**	**(192)**	**(124)**

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 40.4.2).

40.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2010

	Notionnel à recevoir au 31/12/2010				Notionnel à livrer au 31/12/2010				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2010
Change à terme	2 453	1 566	23	4 042	2 543	1 560	23	4 126	68
Swaps	13 220	7 762	6 048	27 030	12 450	7 304	5 902	25 656	712
Options	4 877	-	-	4 877	4 845	-	-	4 845	17
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**20 550**	**9 328**	**6 071**	**35 949**	**19 838**	**8 864**	**5 925**	**34 627**	**797**

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 40.4.1).

Au 31 décembre 2009

	Notionnel à recevoir au 31/12/2009				Notionnel à livrer au 31/12/2009				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2009
Change à terme	5 431	3 348	-	8 779	5 120	2 969	-	8 089	109
Swaps	10 247	7 898	5 707	23 852	10 199	7 659	5 567	23 425	271
Options	72	-	-	72	74	-	-	74	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**15 750**	**11 246**	**5 707**	**32 703**	**15 393**	**10 628**	**5 567**	**31 588**	**380**

La juste valeur des cross-currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet change.

40.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

	Unités de mesure	31/12/2010 Notionnels nets				31/12/2010 Juste valeur	31/12/2009 Notionnels nets	31/12/2009 Juste valeur
(en millions d'euros)		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Total	
Forwards/futures		11	(2)	-	9	19	58	(585)
Électricité	**TWh**	**11**	**(2)**	**-**	**9**	**19**	**58**	**(585)**
Swaps		-	-	-	-	-	17	-
Forwards/futures		358	410	-	768	16	1 166	(236)
Gaz	**Millions de therms**	**358**	**410**	**-**	**768**	**16**	**1 183**	**(236)**
Swaps		23 446	7 652	-	31 098	187	26 643	93
Forwards/futures		-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**23 446**	**7 652**	**-**	**31 098**	**187**	**26 643**	**93**
Swaps		5	7	-	12	160	19	(333)
Forwards/futures		-	-	-	-	-	-	1
Charbon	**Millions de tonnes**	**5**	**7**	**-**	**12**	**160**	**19**	**(332)**
Forwards/futures		4 094	2 373	-	6 467	(24)	12 985	(145)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**4 094**	**2 373**	**-**	**6 467**	**(24)**	**12 985**	**(145)**
Autres matières premières						**7**		**-**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**365**		**(1 205)**

40.5 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	31/12/2010 Notionnels nets	31/12/2010 Juste valeur	31/12/2009 Notionnels nets	31/12/2009 Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	169	(1)	175	(11)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(16)	(21)	(18)	18
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**(22)**		**7**

Note 41 - 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	31/12/2010	31/12/2009
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2	4 530	4 662
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(4 002)	(3 610)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**528**	**1 052**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	41.1	15	27
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	41.2	(62)	(58)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	41.3	575	1 083

En 2010

(en millions d'euros)	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de transaction	6	4 226	298	4 530
Juste valeur négative des dérivés de transaction	(4)	(3 725)	(273)	(4 002)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION	**2**	**501**	**25**	**528**

En 2009

(en millions d'euros)	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de transaction	23	4 419	220	4 662
Juste valeur négative des dérivés de transaction	(11)	(3 423)	(176)	(3 610)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION	**12**	**996**	**44**	**1 052**

41.1 ●● 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 :

	Notionnel au 31/12/2010				Notionnel au 31/12/2009	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2010	31/12/2009
Payeur fixe/receveur variable	3 515	1 040	1 515	6 070	4 028	(219)	(161)
Payeur variable/receveur fixe	1 245	1 195	1 415	3 855	4 590	235	188
Variable/variable	-	442	-	442	205	(1)	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**4 760**	**2 677**	**2 930**	**10 367**	**8 823**	**15**	**27**

41.2 ●● 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 2010

	Notionnel à recevoir au 31/12/2010				Notionnel à livrer au 31/12/2010				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2010
Change à terme	2 686	551	292	3 529	2 676	553	297	3 526	(27)
Swaps	3 297	129	96	3 522	3 172	125	95	3 392	(35)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**5 983**	**680**	**388**	**7 051**	**5 848**	**678**	**392**	**6 918**	**(62)**

Au 31 décembre 2009

	Notionnel à recevoir au 31/12/2009				Notionnel à livrer au 31/12/2009				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2009
Change à terme	2 781	794	28	3 603	2 788	766	28	3 582	(17)
Swaps	2 689	220	-	2 909	2 704	238	-	2 942	(41)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**5 470**	**1 014**	**28**	**6 512**	**5 492**	**1 004**	**28**	**6 524**	**(58)**

41.3 ●● 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	31/12/2010 Notionnels nets	31/12/2010 Juste valeur	31/12/2009 Notionnels nets	31/12/2009 Juste valeur
Swaps		(3)	548	(2)	651
Options		14	369	18	159
Forwards/futures		(22)	(460)	(27)	(539)
Électricité	**TWh**	**(11)**	**457**	**(11)**	**271**
Swaps		10	(24)	17	(33)
Options		110 858	23	89 172	24
Forwards/futures		(152)	(140)	837	113
Gaz	**Millions de therms**	**110 716**	**(141)**	**90 026**	**104**
Swaps		(7 431)	(8)	(8 653)	52
Options		1 283	-	(3 156)	1
Forwards/futures		199	8	1 585	(21)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**(5 949)**	**-**	**(10 224)**	**32**
Swaps		(48)	(1 135)	(53)	(75)
Forwards/futures		83	1 352	104	328
Fret		15	(41)	19	(8)
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**50**	**176**	**70**	**245**
Swaps		(1 575)	(7)	(303)	(14)
Options		4 270	(2)	-	-
Forwards/futures		11 702	81	13 069	531
CO_2	**Milliers de tonnes**	**14 397**	**72**	**12 766**	**517**
Swaps			8		(91)
Autres matières premières			**8**		**(91)**
Dérivés incorporés de matières			**3**		**5**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**575**		**1 083**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

AUTRES INFORMATIONS

Note 42 - Engagements hors bilan

Au 31 décembre 2010, les engagements hors bilan relatifs à EnBW (secteur d'activité en cours de cession) et à RTE EDF Transport (société mise en équivalence) ne sont pas pris en compte.

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2010.

Engagements donnés

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans	31/12/2009
Engagements d'achats fermes et irrévocables	42.1.1	39 596	6 370	14 223	19 003	51 578
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	42.1.2	17 269	8 179	6 857	2 233	20 124
Engagements de location simple en tant que preneur	42.1.3	1 791	378	992	421	2 461
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	42.1.4	3 189	772	2 411	6	4 738
Engagements donnés liés au financement	42.1.5	4 990	364	1 128	3 498	3 331
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS DONNÉS		**66 835**	**16 063**	**25 611**	**25 161**	**82 232**

Engagements reçus

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans	31/12/2009
Engagements reçus liés à l'exploitation	42.2.1	3 990	3 388	518	84	6 208
Engagements de location simple en tant que bailleur	42.2.3	1 473	258	809	406	1 553
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	42.2.4	4 500	4 500	-	-	58
Engagements reçus liés au financement	42.2.5	689	635	36	18	184
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS (1)		**10 652**	**8 781**	**1 363**	**508**	**8 003**

(1) Hors engagements de livraison d'électricité détaillés en note 42.2.2 et hors ligne de crédit en note 38.2.5.

42.1 Engagements donnés

42.1.1 Engagements d'achats fermes et irrévocables

Le Groupe a souscrit 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.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF 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 2010, l'échéancier des engagements d'achats fermes et irrévocables, se présente comme suit :

	31/12/2010					31/12/2009
	Total	Échéances				Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité	8 182	2 072	2 697	1 166	2 247	16 010
Achats de gaz [1]	10 609	1 602	4 615	3 169	1 223	10 488
Achats d'autres énergies et de matières premières	2 239	765	1 086	361	27	4 020
Achats de combustible nucléaire	18 566	1 931	5 825	5 686	5 124	21 060
ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES	**39 596**	**6 370**	**14 223**	**10 382**	**8 621**	**51 578**

(1) Hors Edison (voir note 42.1.1.2).

Les évolutions résultent principalement des variations du périmètre de consolidation ainsi que de la baisse des prix de marché observée durant l'exercice.

42.1.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, essentiellement portés par le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'ERDF et EDF Energy.

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 cogénérations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique…). 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 compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 31 TWh pour l'exercice 2010 (28 TWh pour l'exercice 2009), dont 13 TWh au titre de la cogénération (13 TWh pour 2009), 9 TWh au titre de l'éolien (8 TWh pour 2009) et 4 TWh au titre de l'hydraulique.

La variation de l'exercice résulte à hauteur de 6,8 milliards d'euros de la cession en cours d'EnBW et de la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport.

42.1.1.2 Achats de gaz

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par EDF, dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « *take or pay* » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cubes par an lorsque tous les contrats seront opérationnels. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie, du Qatar et de Norvège pour une fourniture totale de 15,8 milliards de mètres cubes par an. En outre, un contrat d'un volume de 2 milliards de mètres cubes par an en provenance d'Algérie entrera en vigueur au cours des prochains exercices.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 10 %, prévoit les conditions suivantes :

- le maintien de la participation d'Edison au plus tard jusqu'au 1er juillet 2011 ;
- le droit des co-actionnaires de racheter la participation de 10 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison à un prix correspondant à la somme des contributions en capital effectuées à la date d'exercice de l'option d'achat ;
- Edison bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal pour une durée de 25 ans.

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (*power purchase agreement*). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « *pass-through* » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

42.1.1.3 Achats d'autres énergies et 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.

La variation de l'exercice résulte principalement de la cession en cours d'EnBW.

42.1.1.4 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 combustible et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

42.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

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. Par ailleurs, le Groupe a donné des engagements solidaires à des tiers. Au 31 décembre 2010, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2010				31/12/2009
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	801	344	422	35	1 297
Engagements sur commandes d'exploitation [1]	3 992	2 050	1 475	467	4 562
Engagements sur commandes d'immobilisations	9 282	4 742	3 872	668	10 406
Autres engagements liés à l'exploitation	3 194	1 043	1 088	1 063	3 859
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	**17 269**	**8 179**	**6 857**	**2 233**	**20 124**

(1) Hors matières premières et énergie.

Au 31 décembre 2010, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles liées aux projets de développement, Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 13 274 millions d'euros (contre 14 968 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 8 338 millions d'euros (7 326 millions d'euros au 31 décembre 2009) ; il s'agit pour 5 638 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (4 666 millions d'euros au 31 décembre 2009) dont 1 471 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (*European Pressurized Reactor*) sur le site de Flamanville (1 107 millions d'euros en 2009) ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 1 875 millions d'euros (2 404 millions d'euros au 31 décembre 2009) ;
- EDF Energy pour 1 110 millions d'euros (1 425 millions d'euros au 31 décembre 2009) du fait d'engagements liés à la construction d'une centrale à cycle combiné gaz ;
- les productions électriques insulaires pour 911 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales (1 161 millions d'euros en 2009).

La variation de l'exercice résulte à hauteur de 1,8 milliard d'euros de la cession en cours d'EnBW et de la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- Edison à hauteur de 766 millions d'euros (736 millions d'euros en 2009) ;
- CENG à hauteur de 363 millions d'euros donnés à ses filiales relatifs à des garanties de paiement de primes d'assurance responsabilité civile pour exploitation nucléaire.

L'impact de la cession en cours d'EnBW sur les autres engagements liés à l'exploitation est une diminution de 1 250 millions d'euros.

42.1.3 Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple 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. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy, ERDF et EDF Trading.

42.1.4 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Au 31 décembre 2010, les éléments constitutifs des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs sont les suivants :

	31/12/2010				31/12/2009
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres	2 457	126	2 330	1	4 505
Autres engagements donnés liés aux investissements	732	646	81	5	233
TOTAL DES ENGAGEMENTS LIÉS AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS	**3 189**	**772**	**2 411**	**6**	**4 738**

42.1.4.1 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

Les engagements dénoués au cours de l'exercice 2010 concernent principalement le renoncement de CEG à l'option de vente à EDF à hauteur de 2 milliards de dollars maximum (1,4 milliard d'euros) de certains actifs de production non nucléaire, dans le cadre de l'accord du 3 novembre 2010 entre EDF et CEG (voir note 4.2.2).

Les engagements résiduels concernent principalement les opérations suivantes :

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 :
  OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF, de tout ou partie de ses actions assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Dans le cadre de la cession en cours, OEW a accepté d'abandonner son droit d'exercice à la date de transfert effectif des titres d'EnBW (prévue pour 2011). Le montant de cette option reste inscrit par le groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2010 pour 2 322 millions d'euros.
- Engagements pris par EDEV relatifs à EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) :
  Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN ont été conclus le 17 juillet 2006 entre d'une part, la société EDF et la société EDEV (ci-après désignées ensemble le « groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société de droit luxembourgeois SIIF – Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.
  Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le groupe EDF et le groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2010 sont les suivants :
  - Engagement de liquidité
    Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.
  - Droit de préférence
    En cas de projet de transfert d'actions détenues par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions, qui s'exercera à des modalités de détermination du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'établissements financiers ou d'autres tiers.
    À défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.
    Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.
  - Dispositions concernant la participation du groupe Mouratoglou
    Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF Énergies Nouvelles, EDEV consentirait au groupe Mouratoglou, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.
    Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le groupe Mouratoglou, EDEV disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.
    Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.
- 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.
- Engagement consenti à Centrica par EDF Energy
  Centrica est entré dans la société de projet ayant pour objet la construction de quatre EPR au Royaume-Uni, à hauteur de 20 % du capital, EDF Energy détenant les 80 % restants.
  Centrica dispose d'une option de vente sur EDF de ses titres détenus. Cette option peut être déclenchée sur des critères liés au budget de pré-développement ou juste avant la décision finale d'investissement du premier EPR.
  Au stade actuel du projet, la valeur de cette option ne représente pas un engagement significatif pour le Groupe.

- 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 d'une part de racheter jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société, d'autre part de vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

42.1.4.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par EDF Trading (655 millions d'euros).

42.1.5 Engagements donnés liés au financement

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2010 sont les suivants :

	31/12/2010				31/12/2009
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	4 633	240	1 055	3 338	2 767
Garanties sur emprunts	197	40	14	143	323
Autres engagements liés au financement	160	84	59	17	241
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	**4 990**	**364**	**1 128**	**3 498**	**3 331**

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 4 633 millions d'euros au 31 décembre 2010 (2 767 millions d'euros en 2009), soit en augmentation de 1 866 millions d'euros.

Cette augmentation concerne EDF Énergies Nouvelles et s'explique principalement par la révision de la méthode d'évaluation des nantissements en 2010. Désormais, lorsque les titres d'une société consolidée sont nantis, le montant porté en engagement hors bilan correspond à la valeur nette comptable de l'actif sous-jacent. En effet, les titres étant éliminés du bilan consolidé, les immobilisations détenues par l'entité dont les titres sont nantis s'y substituent.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF.

42.2 Engagements reçus

42.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les engagements reçus au 31 décembre 2010 concernent principalement EDF. Il s'agit notamment d'engagements reçus de compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour 2 868 millions d'euros au 31 décembre 2010.

La variation de l'exercice résulte principalement de la mise en équivalence de RTE EDF Transport.

Le montant relatif à l'exercice 2009 est retraité dans la mesure où les engagements réciproques d'EDF Énergies Nouvelles ne sont plus présentés à la fois en engagement donné et en engagement reçu. Ce changement se traduit en 2009 par une réduction de 2 957 millions d'euros des engagements reçus liés à l'exploitation.

42.2.2 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

La principale variation observée sur 2010 est liée à l'accord relatif à la première tranche de fourniture d'électricité entre le groupe EDF et Exeltium finalisé au cours du premier semestre 2010 (voir note 4.4.2). Dans ce cadre, EDF s'est engagé à livrer environ 150 TWh sur une durée de 24 ans à compter du 1er mai 2010.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans, soit en principe jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

En 2010, près de 39 TWh (38 TWh en 2009) ont ainsi été mis à disposition du marché. Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel.

De même, le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy notamment sous la condition de la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015. Dans le cadre des accords conclus en mai 2009 entre EDF et Centrica, EDF fournira également à Centrica 18 TWh d'électricité supplémentaires aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011 (voir note 5.2).

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 42 euros/MWh pour 2010 (39,4 euros/MWh pour 2009) et qui augmentera progressivement pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012. Concernant la deuxième période de dix ans, le prix a été fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville.

Dans ce contexte, EDF a procédé le 12 mars 2008, le 19 novembre 2008 et le 18 novembre 2009 à trois appels d'offres portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base de 500 MW chacun pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans. À l'issue de ces trois appels d'offres, les 1 500 MW proposés ont été souscrits.

42.2.3 Engagements reçus en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur les IPP asiatiques, et sur le contrat de tolling signé en 2009 par EDF Energy sur la centrale de Sutton Bridge.

42.2.4 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Dans le cadre du projet de cession de sa filiale EnBW, le Groupe a reçu un engagement d'acquisition de titres du Land du Bade Wurtemberg pour un montant de 4,5 milliards d'euros (après réception d'un acompte de 169 millions d'euros sur l'exercice 2010).

42.2.5 Engagements reçus liés au financement

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF et EDF Énergies Nouvelles.

Note 43 - Passifs éventuels

43.1 ●● Contrôles fiscaux

Les sociétés du Groupe font régulièrement l'objet de contrôles fiscaux.

Ainsi, au cours des années 2009 et 2010, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2008. En fin d'année 2009, une proposition de rectification a été adressée à EDF sur la période 2004-2006. EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

De même, RTE EDF Transport et ERDF ont fait l'objet de contrôles fiscaux relatifs respectivement aux années 2008-2009 et 2007-2008. RTE EDF Transport conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée. Pour ERDF, les contrôles se poursuivent pour l'année 2008, l'année 2007 étant prescrite.

Parmi les sujets de discussion figure la question de la déductibilité fiscale de la provision pour rentes Accidents du Travail/Maladies Professionnelles.

43.2 ●● Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. 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 qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique et avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

43.3 ●● Edipower

La procédure suit son court dans le procès intenté par ACEA (Régie de Rome) devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant notamment AEM Spa (maintenant A2A Spa), EDF, Edipower Spa et Edison Spa. ACEA prétend que le pourcentage de participation détenu conjointement par EDF et AEM dans Edison, constitue une violation du plafond de 30 % de détention par des entreprises publiques dans Edipower, tel que défini par le décret de privatisation du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale pouvant avoir un impact négatif sur la concurrence sur le marché de l'énergie, et nuirait à ACEA. En conséquence, ACEA demande réparation et également que des mesures soient prises pour faire cesser cette situation, comme par exemple, le désinvestissement des participations en deçà du seuil mentionné ci-dessus et l'interdiction de recevoir de l'énergie produite par Edipower au-delà des quantités autorisées. En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la procédure d'ACEA. L'audience sur le fond prévue en juin 2008 a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 24 mars 2011.

En décembre 2010, Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé 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. Cet accord sera présenté au juge lors de l'audience prévue le 24 mars 2011.

Note 44 - Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2010 Total	31/12/2009 Total
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**18 145**	**1 265**
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**12 874**	**411**

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2010 sont principalement liés à la cession en cours d'EnBW (17 857 millions d'euros d'actifs et 12 862 millions d'euros de passifs).

Les cessions réalisées sur l'exercice 2010 concernent des actifs et passifs relatifs à Eggborough, GESO et une filiale en République tchèque de Dalkia International.

EnBW

En application d'IFRS 5, les éléments du compte de résultat d'EnBW sont présentés sur une ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices 2009 et 2010.

Les principaux indicateurs de résultat d'EnBW sur ces exercices sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Chiffre d'affaires	7 316	7 166
Excédent brut d'exploitation	1 246	1 193
Résultat d'exploitation	755	796
Résultat financier	(284)	(321)
Résultat net	380	311

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs d'EnBW sont présentés au 31 décembre 2010 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente. Le bilan simplifié d'EnBW (en quote-part EDF) à cette date se présente comme suit :

(en millions d'euros)	**31/12/2010**
Actifs	
Goodwill et autres actifs incorporels	2 143
Immobilisations de production	6 704
Participations dans les entreprises associées	1 653
Impôts différés	24
Stocks	316
Clients et comptes rattachés	1 671
Autres débiteurs	556
Actifs financiers	4 047
Trésorerie et équivalents de trésorerie	738
Actifs détenus en vue de la vente	5
TOTAL DES ACTIFS	**17 857**
Capitaux propres et passifs	
Capitaux propres – part du Groupe	4 476
Capitaux propres – Intérêts minoritaires	519
Provisions nucléaires	2 679
Provisions pour avantages du personnel	1 972
Autres provisions	514
Impôts différés	1 056
Fournisseurs et comptes rattachés	1 417
Autres créditeurs	1 190
Passifs financiers	4 034
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DES PASSIFS	**17 857**

Par ailleurs, EnBW contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 2 591 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Note 45 - Contribution des coentreprises

La part des coentreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre 2010 (1)

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96 %	1 921	6 713	2 055	2 159	5 175	693
CENG	49,99 %	453	5 215	286	1 611	597	236
Autres		2 103	6 101	1 818	1 354	2 990	486
TOTAL		**4 477**	**18 029**	**4 159**	**5 124**	**8 762**	**1 415**

(1) En application d'IFRS 5, les données relatives à EnBW ne sont pas intégrées à ce niveau.

Au 31 décembre 2009 (1)

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	4 145	12 475	3 490	8 825	-	-
Edison	48,96 %	1 673	6 942	1 624	2 515	4 382	707
CENG	49,99 %	404	4 861	627	1 084	80	34
Autres		2 260	6 222	1 903	1 330	2 699	387
TOTAL		**8 482**	**30 500**	**7 644**	**13 754**	**7 161**	**1 128**

(1) En application d'IFRS 5, les données relatives aux éléments du compte de résultat d'EnBW ne sont pas intégrées à ce niveau.

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia et EDF Investissements Groupe.

Note 46 - Actifs dédiés d'EDF

46.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'accompagnement prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la couverture des provisions relatives aux charges de 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 un report de cinq ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE EDF Transport éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50 % de la participation d'EDF dans RTE EDF Transport a été réalisée le 31 décembre 2010.

46.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés d'EDF sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions et, depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE EDF Transport. Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

46.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements constitués d'obligations gouvernementales est actuellement détenue et gérée directement par EDF.

L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF recherche la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit historiquement et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés suivant une approche indicielle conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique qui vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination d'une part, les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite et d'autre part, le maintien des investissements jusqu'aux échéances de décaissements.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation du portefeuille dans sa globalité, en faisant masse des fonds qui le 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 actuel en exploitation.

En date de clôture, ces actifs dédiés sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente et le Groupe a tenu 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, devaient être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, l'entreprise 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, l'entreprise 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, l'entreprise, dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, 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 à partir notamment de processus d'audit).

46.2.2 Titres RTE EDF Transport

L'affectation des titres RTE EDF Transport a permis au Groupe de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : les actifs d'infrastructure tels que RTE EDF Transport présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La valeur des titres RTE EDF Transport affectée aux actifs dédiés est de 2 324 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE EDF Transport, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

46.3 ●● Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2010	31/12/2009
Titres		256	234
OPCVM et FCP		6 502	4 664
Autres placements financiers		62	34
Actions		**6 820**	**4 932**
Titres		741	700
OPCVM et FCP		5 944	5 804
Titres de dettes		**6 685**	**6 504**
Placements diversifiés obligataires et actions	**Actifs financiers disponibles à la vente**	**13 505**	**11 436**
RTE EDF Transport (50 % de la participation détenue par le Groupe)	**Participations dans les entreprises associées**	**2 324**	**-**
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		**15 829**	**11 436**

46.4 ●● Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2010

Outre l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport, la dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2010 s'élève à 1 343 millions d'euros (1 902 millions d'euros en 2009).

Des retraits pour un montant de 362 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées (302 millions d'euros en 2009).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit le Groupe à comptabiliser de perte de valeur au 31 décembre 2010.

Sur l'année 2010, des plus- ou moins-values nettes de cession et de reprise de pertes de valeur ont été comptabilisées pour (2) millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, la différence entre la juste valeur et le prix de revient des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 744 millions d'euros avant impôt.

46.5 ●● Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme à couvrir

Les obligations nucléaires de long terme en France, visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants.

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	11 031	10 708
Provision pour dernier cœur – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	371	355
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME À COUVRIR	**17 910**	**17 407**

Note 47 - Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Chiffre d'affaires	10	26	100	111	1 173	1 211	1 283	1 348
Achats d'énergie	98	96	536	624	1 822	1 942	2 456	2 662
Achats externes	-	-	35	-	985	838	1 020	838
Actifs financiers	40	122	-	-	235	183	275	305
Autres actifs	67	140	1 463	252	541	382	2 071	774
Passifs financiers	134	149	1 914	-	-	-	2 048	149
Autres passifs	130	327	852	16	1 483	2 389	2 465	2 732

Les variations observées au 31 décembre 2010 sur les actifs et passifs relatifs aux entreprises associées sont principalement liées à la mise en équivalence de RTE EDF Transport.

47.1 ●● Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec RTE EDF Transport (entreprise associée au 31 décembre 2010) sont présentées en note 24.1.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

47.2 ●● Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

47.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,5 % du capital d'EDF au 31 décembre 2010. 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, 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 mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Au cours de l'année 2008, le premier bilan a été adressé à l'État.

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, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité.

47.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF, filiale de 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 ERDF et GRDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, a été mise en œuvre

dans la suite de la convention existant antérieurement entre EDF et GDF Suez.

L'opérateur commun assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution d'énergies et notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

Par ailleurs, EDF et GDF Suez disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :
- la délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

47.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

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 » 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 ».

Dans le cadre de ces accords et compte tenu des avances déjà versées par EDF à AREVA, le montant restant provisionné au titre de la soulte due au titre de la reprise et du conditionnement des déchets d'EDF, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des installations de La Hague s'élève au 31 décembre 2010 à 776 millions d'euros TTC. Le versement de ce solde interviendra sur l'exercice 2011.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.2.

47.3 ●● Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président du Conseil d'administration, les membres du Comité exécutif (Comex) à compter du 4 février 2010 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination si celle-ci est intervenue en cours d'exercice, et les membres externes du Conseil d'administration.

En 2009, les principaux dirigeants du Groupe étaient le Président du Conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués jusqu'au 25 novembre 2009, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 9,0 millions d'euros (4,5 millions d'euros en 2009). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature) ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence.

La variation par rapport à l'année 2009 s'explique principalement par la mise en place d'un organe de direction plus élargi, le Comex étant composé au 31 décembre 2010 de huit personnes.

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 48 - Environnement

48.1 ●● Quotas 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 par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'est achevée fin 2007 et se caractérise par une réduction des quotas attribués.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du groupe EDF, les sociétés concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, British Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, EDF Demasz, Kogeneracja, Zielona Gora, EC Krakow, Ersa, EC Wybrzeze, SPE et ESTAG.

En 2010, le Groupe a restitué 89 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2009. En 2009, le Groupe avait restitué 94 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2008.

Pour l'année 2010, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 62 millions de tonnes.

Pour l'année 2009, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 75 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2010, le volume des émissions s'élève à 70 millions de tonnes (83 millions de tonnes au 31 décembre 2009). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 319 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas au 31 décembre 2010 (372 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone sont évalués à 182 millions d'euros au 31 décembre 2010 (178 millions d'euros au 31 décembre 2009).

48.2 ●● Certificats d'économies 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. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excédent 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.

Pour EDF, le montant de l'obligation sur la première période triennale qui s'est achevée le 30 juin 2009 était de 30 TWh cumac et a été satisfait.

La deuxième période s'ouvre à compter du 1er janvier 2011 jusqu'au 31 décembre 2013 et 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. 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 2010-2012.

Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième.

48.3 ●● Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production, et les commercialisateurs ont une obligation de vendre un certain volume d'énergie renouvelable. Cette obligation se traduit par l'apport de la preuve de la satisfaction de l'obligation ou la restitution de certificats d'énergie renouvelable obtenus et/ou acquis. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

En 2010, l'Italie et le Royaume-Uni présentent un solde déficitaire. Une provision de 226 millions d'euros a donc été comptabilisée à ce titre.

Note 49 - Événements postérieurs à la clôture

49.1 ●● Levée des conditions suspensives relatives à la cession d'EnBW

Les conditions suspensives relatives à la cession de la participation du Groupe dans EnBW au Land du Bade Wurtemberg ont été levées le 10 février 2011. En conséquence et conformément aux accords entre les deux parties, l'opération de cession sera finalisée le 17 février 2011 et se traduira par le versement au groupe EDF d'un montant de 4,5 milliards d'euros (en complément de l'acompte de 169 millions d'euros reçu le 16 décembre 2010).

Une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 7,1 milliards d'euros sera en conséquence enregistrée dans les comptes consolidés de l'exercice 2011.

Note 50 - Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2010 :

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
FRANCE						
Électricité de France			100	100	Société mère	P,D,S
RTE EDF Transport			100	100	ME	T
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)			100	100	IG	D
Groupe PEI			100	100	IG	P
ROYAUME-UNI						
EDF Energy	(1)		100	100	IG	P,D,S
EDF Energy UK Ltd			100	100	IG	S
EDF Development Company Ltd			100	100	IG	P
ALLEMAGNE						
EnBW	(1)		46,07	46,07	Activité en cours de cession	P,D,S,T
ITALIE						
Edison	(1)		48,96	50	IP	P,D,S
Transalpina Di Energia (TDE)			50	50	IP	S
MNTC			100	100	IG	S
Wagram 4			100	100	IG	S
Fenice	(1)		100	100	IG	P
AUTRE INTERNATIONAL						
EDF International		France	100	100	IG	S
Estag	(1)	Autriche	25	25	IP	P,S
EDF Belgium		Belgique	100	100	IG	P
Segebel		Belgique	100	100	IG	S
SPE		Belgique	63,50	63,50	IG	P
Sviluppo Nucleare Italia		Italie	50	50	IP	S
Ute Norte Fluminense		Brésil	90	90	IG	P
Ute Paracambi		Brésil	100	100	IG	P
Figlec		Chine	100	100	IG	P
Shandong Zhonghua Power Company		Chine	19,60	19,60	ME	P
San Men Xia		Chine	35	35	ME	P
Taishan Nuclear Power JV Co		Chine	30	30	ME	P
EDF Inc.		États-Unis	100	100	IG	S
UniStar Nuclear Energy Inc.		États-Unis	100	100	IG	P
Constellation Energy Nuclear Group (CENG)		États-Unis	49,99	49,99	IP	P
Bert		Hongrie	95,57	95,57	IG	P
EDF Demasz	(1)	Hongrie	100	100	IG	D
Nam Theun Power Company		Laos	40	40	ME	P
SLOE Centrale Holding BV		Pays-Bas	50	50	IP	P

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
EC Krakow		Pologne	94,31	94,31	IG	P
EC Wybrzeze		Pologne	99,74	99,74	IG	P
EDF Polska		Pologne	86,52	100	IG	S
ERSA (Rybnik)		Pologne	79,79	97,34	IG	P
Kogeneracja		Pologne	40,58	50	IG	P
Zielona Gora		Pologne	39,93	98,4	IG	P, D
SSE		Slovaquie	49	49	IP	D
EDF Alpes Investissements		Suisse	100	100	IG	S
Alpiq	(1)	Suisse	26,06	26,06	ME	P,D,S,T
Meco		Vietnam	56,25	56,25	IG	P
AUTRES ACTIVITÉS						
Dalkia Holding	(1)	France	34	34	ME	S
Edenkia		France	50	50	ME	S
Dalkia International	(1)	France	50	24,14	IP	S
Dalkia Investissement	(1)	France	67	50	IP	S
Richemont		France	100	100	IG	P
EDF Développement Environnement SA		France	100	100	IG	S
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		France	100	100	IG	S
Cofiva		France	100	100	IG	S
Sofinel		France	55	54,98	IG	S
Électricité de Strasbourg		France	88,82	88,82	IG	D
Tiru – Traitement Industriel des Résidus Urbains	(1)	France	51	51	IG	S
Dunkerque LNG		France	100	100	IG	S
EDF Énergies Nouvelles (EDF EN)	(1)	France	50	50	IG	P,S
Immobilière Wagram Étoile		France	100	100	IG	S
La Gérance Générale Foncière		France	100	100	IG	S
Immobilière PB6		France	50	50	IP	S
Société Foncière Immobilière et de Location (SOFILO)		France	100	100	IG	S
Protertia		France	100	100	IG	S
EDF Optimal Solutions		France	100	100	IG	S
Société C2		France	100	100	IG	S
Société C3		France	100	100	IG	S
EDF Holding SAS		France	100	100	IG	S
Domofinance		France	45	45	ME	S
Fahrenheit		France	100	100	IG	S
EDF Trading	(1)	Royaume-Uni	100	100	IG	S
EDF Production UK Ltd		Royaume-Uni	100	100	IG	P
DIN UK		Royaume-Uni	100	100	IG	S
Wagram Insurance Company		Irlande	100	100	IG	S
Océane Ré		Luxembourg	99,98	99,98	IG	S
EDF Investissements Groupe		Belgique	93,32	50	IP	S
EDF Gas Deutschland		Allemagne	100	100	IG	S
FSG		Allemagne	50	50	IP	S

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.
Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.
(1) Groupe de sociétés.

20.2 ●● Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010

Exercice clos le 31 décembre 2010

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 2010, sur :
- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA, 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 exposés dans les notes aux comptes consolidés :
- les changements de méthodes comptables, d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2010, et de présentation effectués, ainsi que le retraitement de l'information comparative auquel ils ont donné lieu exposés dans la note 2 ;
- les modalités d'intégration des informations comptables des sociétés italiennes dans les comptes consolidés de votre Groupe, présentées dans l'introduction à l'annexe aux comptes consolidés et en note 4.3 ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans la note 30, résulte comme indiqué en note 1.3.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation 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. 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 éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que les notes 1.3.10 et 1.3.29.1 donnent une information appropriée sur les traitements comptables respectivement retenus au titre des engagements de rachat de participations ne donnant pas le contrôle sur une entité intégrée globalement et des quotas d'émission de gaz à effet de serre, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2010 et ceux appliqués aux opérations de structure de l'exercice affectant la comparabilité des données présentées.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2, décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations et les notes 4.3, 14 et 15 présentent respectivement les informations relatives aux activités du Groupe en Italie, aux pertes de valeurs et aux provisions pour risques sur actifs long terme enregistrées sur l'exercice. Ces estimations ont été réalisées dans un contexte d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité et sont fondés sur des hypothèses macro économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données et hypothèses 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 les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

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 14 février 2011.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Alain Pons	Patrick E. Suissa

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice financier 2010, 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	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 413	30,6	3 571	40,6
• Filiales intégrées globalement	4 897	44,0	4 574	51,9
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	585	5,3	581	6,6
• Filiales intégrées globalement	1 168	10,5	72	0,8
Sous-total	**10 063**	**90,4**	**8 798**	**99,9**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	732	6,6	8	0,1
Autres	340	3,0	0	0,0
Sous-total	**1 072**	**9,6**	**8**	**0,1**
TOTAL	**11 135**	**100**	**8 806**	**100**

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux de Commissaires aux comptes.

Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2009 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 428	25,8	3 534	40,3
• Filiales intégrées globalement	5 755	43,3	4 096	46,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	1 157	8,7	995	11,4
• Filiales intégrées globalement	1 543	11,6	9	0,1
Sous-total	**11 883**	**89,4**	**8 634**	**98,5**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	895	6,7	99	1,1
Autres	525	3,9	37	0,4
Sous-total	**1 420**	**10,6**	**136**	**1,5**
TOTAL	**13 303**	**100**	**8 770**	**100**

En 2009, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de prestations directement liées à la mission de Commissaire aux comptes rendues lors de l'acquisition d'entités.

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
2007	1 822 171 090	1,28	2 330 266 755,20 [2]	2 juin 2008
2008	1 822 171 090	1,28	2 328 200 485,12 [3]	3 juin 2009
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85 [4]	3 juin 2010

(1) Déduction faite des actions autodétenues.
(2) Dont 1 056 809 460,08 euros versés le 30 novembre 2007 à titre d'acompte sur dividende.
(3) Dont 1 164 067 897,60 euros versés le 17 décembre 2008 à titre d'acompte sur dividende.
(4) Dont 1 002 006 770,05 euros versés le 17 décembre 2009 à titre d'acompte sur dividende (dont 937 815 444,36 euros payés en actions nouvelles).

Le 30 novembre 2010, le Conseil d'administration, sur autorisation de l'Assemblée générale des actionnaires, a décidé la distribution d'un acompte sur dividende en numéraire au titre de l'exercice 2010, payable en numéraire de 0,57 euro par action (voir la section 20.4.2 ci-dessous).

Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2010 s'est élevé à 1 053 582 029,82 euros (déduction faite des actions autodétenues).

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 14 février 2011, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011 le versement d'un dividende de 1,15 euro par action au titre de l'exercice 2010. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en décembre 2010, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,58 euro par action et devrait être mis en paiement le 6 juin 2011, sous réserve de l'accord des actionnaires. La date de détachement du dividende est le 1er juin 2011.

20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prendra en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 14 février 2011, a décidé de proposer à l'Assemblée générale du 24 mai 2011 une modification des statuts d'EDF visant à y insérer le dispositif de versement d'un dividende majoré aux 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. En cas d'approbation par l'Assemblée générale, le premier dividende majoré ne pourra, conformément à la loi, être attribué avant 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.

20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 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 gouvernementale, 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

Aides d'État

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé 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 1er 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 de l'aide d'État à rembourser 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, et l'État français a déposé le 14 novembre 2004, un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. A la suite d'une audience qui s'est tenue le 25 novembre 2008, le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003. Cet arrêt étant exécutoire, l'Etat 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. Le 31 mai 2010, EDF a déposé ses observations devant la Cour de l'Union européenne. Le 8 février 2011, le greffe de la Cour de l'Union Européenne a clôturé la procédure écrite. Un calendrier devrait prochainement fixer la date d'audience.

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 2010, de 549 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 Sociales (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur.

À fin décembre 2010, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à environ 20,9 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, 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.

Kalibraxe

La société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence, le 22 janvier 2007, alléguant de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été, selon cette société, mises en œuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société KalibraXE soutient que les pratiques mises en œuvre par EDF auraient notamment eu pour objet et pour effet d'éliminer la société KalibraXE, et plus généralement toute nouvelle concurrente, sur le marché et d'empêcher le consommateur final de choisir librement son fournisseur ou d'opérer un approvisionnement auprès de plusieurs fournisseurs.

Considérant en outre que ces pratiques, d'une part, lui font perdre l'opportunité de conclure de nouveaux contrats et la possibilité de poursuivre ses relations contractuelles avec ses clients existants, et d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur ou de l'économie générale, la société KalibraXE

demandait le prononcé de mesures conservatoires, en particulier la suspension des clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF.

Le 25 avril 2007, le Conseil de la concurrence a considéré la saisine recevable au fond mais a rejeté la demande de mesures conservatoires de KalibraXE.

Le Conseil, à titre conservatoire, a toutefois enjoint à EDF de modifier ses conditions générales de vente, d'informer sa clientèle ayant exercé son éligibilité qu'aucune pénalité n'est encourue à l'échéance normale du contrat et de communiquer au Conseil un exemplaire des conditions générales de vente modifiées. KalibraXE a fait appel de cette décision et, le 26 juin 2007, la Cour d'appel de Paris a rejeté son recours.

Par décision du 8 juillet 2010, l'Autorité de la concurrence a classé la saisine de KalibraXE, clôturant ainsi ce contentieux.

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 soutient 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.

En février 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. 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, qui s'est substituée au Conseil de la concurrence, a 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 3929 (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 3929, cette injonction visant 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.

Au terme de l'instruction au fond en cours, si l'Autorité de la Concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, 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 taxes de l'entreprise.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature.

Au 31 décembre 2010, une provision de 218 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'ensemble des litiges avec les organismes sociaux (voir la note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

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. A la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. Fin 2009, une proposition de rectification a été adressée à la Société sur la période vérifiée. Fin 2010, EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (qui concerne également les sociétés RTE, ERDF et Electricité de Strasbourg, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG) et le Groupe va contester la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 280 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. A la clôture de l'exercice 2010, aucune proposition de rectification n'a été adressée par l'administration fiscale à EDF sur ces exercices. L'exercice 2007 est à présent prescrit et le contrôle sur l'exercice 2008 se poursuit.

Alcan Saint-Jean-De-Maurienne

Le 31 décembre 1985, EDF, Pechiney (devenue Alcan France) et Aluminium Pechiney ont signé un contrat de fourniture d'énergie (2 TWh) destiné en priorité à la fourniture de l'usine Pechiney d'aluminium primaire de Saint-Jean-de-Maurienne, aux termes duquel EDF s'est engagé à fournir des volumes d'électricité, à un prix déterminé. La durée du contrat a été modifiée par avenants. Le contrat expire le 31 décembre 2012 pour le site de Saint-Jean-de-Maurienne.

A la suite de divers courriers d'Alcan France demandant une prolongation du contrat, Alcan France et Aluminium Pechiney ont signifié à EDF le 2 août 2007 une assignation à comparaître devant le Tribunal de commerce de Paris le 21 septembre 2007 pour une première audience de procédure.

Après plusieurs reports, les plaidoiries ont été fixées au 26 octobre 2009. Par décision rendue lors de son audience du 18 janvier 2010 le Tribunal de commerce a intégralement rejeté les demandes d'Alcan et d'Aluminium Pechiney qui ont fait appel le 19 mars 2010 de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris. Une audience devant la Cour d'Appel a été fixée au 29 février 2012.

Red Electrica Espana

EDF et Red Electrica de Espana (REE) avaient conclu au début des années 1990 des contrats portant sur la mise à disposition d'une production d'énergie sur l'interconnexion France-Espagne. Ces contrats ont bénéficié depuis leur signature d'une priorité d'accès à l'interconnexion qui a ultérieurement été déclarée contraire au droit européen par la Cour de Justice des Communautés Européennes, devenue Cour de Justice de l'Union européenne, dans un arrêt du 7 juin 2005.

La Commission européenne a enjoint les régulateurs nationaux de supprimer les droits d'accès prioritaires à l'interconnexion et de mettre en place, pour toutes les transactions, un mécanisme d'enchères pour l'acquisition de ces droits. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) s'est conformée à cette injonction par une décision du 1er décembre 2005.

EDF et REE qui devaient alors s'entendre sur les conditions de prélèvement de l'énergie et sur l'acquisition des droits d'accès à l'interconnexion pour que REE puisse l'importer en Espagne sont parvenus à un accord à partir de juin 2006, mais n'ont pu s'entendre pour les premiers mois de l'année 2006.

REE a donc initié une procédure d'arbitrage international à l'encontre d'EDF et EDF Trading afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice qu'elle allègue. EDF a fait état également du préjudice que lui a causé REE durant cette période. Le litige était circonscrit aux livraisons sur la période de janvier à mai 2006. Le Tribunal arbitral a rendu une sentence partielle le 29 mai 2008 mettant, notamment, hors de cause EDF Trading. Le 12 octobre 2009, le Tribunal arbitral a rendu une sentence qui a fait l'objet d'une requête en rectification sur laquelle le Tribunal arbitral a statué le 23 février 2010.

EDF et REE ont signé le 29 juin 2010 un protocole définissant les modalités opérationnelles de la sentence arbitrale, mettant ainsi un terme définitif au conflit qui les opposait.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte 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 prétend 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. Le 15 octobre 2010, le juge d'instruction a rendu une ordonnance aux fins de renvoi d'EDF et des deux salariés devant le Tribunal correctionnel de Nanterre. L'affaire devrait être examinée par la juridiction de jugement courant 2011.

Bugey 1

A la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation de procéder à la déconstruction complète de l'installation nucléaire de base de Bugey 1 par décret n° 2008-1197 du 18 novembre 2008, une association a introduit le 21 janvier 2009 un recours en annulation du décret devant le Conseil d'État.

La requête de l'association a été notifiée à EDF le 6 mai 2009. Les mémoires en défense ont été déposés respectivement le 7 août 2009 par l'État et le 3 septembre 2009 par EDF. Un rapporteur public a été nommé en octobre 2010 et l'audience devrait se tenir courant 2011.

Verdesis

La société Euro Power Technology a saisi en juin 2008 le Conseil de la Concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, contre EDF et sa filiale VERDESIS, concernant les activités d'EDF et Verdesis dans le biogaz. L'Autorité de la concurrence a notifié la saisine le 9 juin 2009 à EDF qui lui a adressé des observations préliminaires le 23 juin 2009.

L'Autorité de la concurrence s'est réunie en séance le 17 février 2010 pour examiner la recevabilité de la saisine d'Euro Power Technology et sa demande de mesures conservatoires et, par décision du 16 avril 2010, a rejeté la plainte d'Euro Power Technology.

Le 26 avril 2010, Euro Power Technology a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris qui, par arrêt du 2 décembre 2010, a rejeté son recours. Euro Power Technology s'est pourvue en cassation le 28 décembre 2010 et doit régulariser son mémoire ampliatif au soutien de son pourvoi au plus tard le 28 avril 2011.

Société SECAM

Par une décision du 10 décembre 1996, confirmée par la Cour d'appel de Paris, le Conseil de la concurrence avait condamné EDF pour abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants entre 1993 et 1995. Suite à cette condamnation, le Syndicat National des Producteurs Indépendants et Thermiciens (le SNPIET), ainsi qu'une vingtaine de producteurs avaient introduit une action en paiement de dommages et intérêts devant le Tribunal de commerce de Paris. Les parties avaient signé, le 20 juillet 2007, un protocole d'accord transactionnel qui avait définitivement clos ce contentieux.

Le 4 avril 2007, EDF a reçu, de la société SECAM, un recours administratif préalable à la saisine du juge administratif. La société, qui n'était pas partie aux instances devant le Conseil de la concurrence et les juridictions judiciaires, réclamait 79 millions d'euros.

Par un courrier en date du 29 mai 2007, EDF a rejeté la demande préalable de cette société. En conséquence, la société SECAM a déposé le 30 juillet 2007 un recours en indemnisation devant le Tribunal administratif de Paris, qui a renvoyé cette requête devant le Tribunal administratif de Châlons-en-Champagne.

Par jugement du 30 juillet 2010, le Tribunal administratif de Châlons-en-Champagne a rejeté la requête de la société SECAM au motif qu'elle n'apportait aucun élément au soutien de ses allégations. La société SECAM n'ayant pas interjeté appel dans le délai de 2 mois, ce litige est donc clos.

Fessenheim

Des associations ont déposé un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire (Ministre de l'Économie et Ministre chargé de l'Énergie) 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'Autorité de Sûreté Nucléaire, 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 disposent d'un délai de deux mois pour interjeter appel.

Enquête de la Commission Européenne relative à une hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité

La Commission européenne a effectué en mars 2009 des inspections surprises dans différents locaux d'EDF, dans le cadre d'une enquête relative à l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité en France.

Ces inspections font suite aux conclusions de l'enquête de la Commission relative au secteur de l'énergie publiées en janvier 2007. Elles constituent une étape préliminaire dans la recherche concernant la réalité de pratiques anticoncurrentielles soupçonnées et ne préjugent pas de l'issue de l'enquête proprement dite.

Au terme de cette enquête, si la Commission devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière, en application des dispositions de l'article 23, paragraphe 2, sous a) du règlement (CE) n°1/2003. 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 taxes de l'entreprise concernée.

Casino

L'annonce, dès l'automne 2009 par le MEEDDEM, d'une révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006, a provoqué une hausse massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE (voir section 6.5.1.2. (« Législation française »)). Dans ce contexte, le Gouvernement a décidé de modifier, par un arrêté du 12 janvier 2010, tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application.

Plusieurs producteurs, parmi lesquels les sociétés Green Yellow, filiales du groupe de distribution Casino, ont alors décidé d'assigner EDF devant le Tribunal de Commerce de Paris afin de faire juger qu'EDF serait tenu d'acheter l'électricité produite aux conditions tarifaires plus favorables résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006. Ces producteurs considèrent notamment, au terme d'un raisonnement qu'EDF conteste, que le contrat d'achat serait déjà formé dès la réception par EDF de la demande complète d'achat.

Le Tribunal des conflits a, dans une décision du 13 décembre 2010, confirmé que le contentieux relevait bien de la compétence du juge judiciaire. Dans ces conditions, il appartient désormais au Tribunal de commerce de Paris de se prononcer sur le fond.

Une dizaine d'autres contentieux, portant sur le même objet, sont actuellement pendants, essentiellement devant le juge judiciaire.

Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés (ICEDA)

Un décret du 23 avril 2010 (décret n°2010-402) 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'Etat, 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. Les mémoires en défense ont été déposés par l'Etat et EDF mi-janvier 2011.

Par ailleurs, la société Roozen a déposé deux requêtes devant le Tribunal administratif de Lyon contre l'arrêté du 22 février 2010 par lequel le Préfet de l'Ain a accordé le permis de construire d'ICEDA. La première de ces requêtes, déposée le 21 avril 2010, demande l'annulation du permis de construire. L'Etat et EDF ont déposé leur mémoire en défense mi-juillet 2010. La seconde requête, en date du 25 novembre 2010, demandait en référé la suspension du permis de construire. Cette demande a été rejetée par une ordonnance du Tribunal administratif de Lyon du 13 décembre 2010 et un pourvoi en cassation a été formé par la société Roozen devant le Conseil d'Etat le 28 décembre 2010.

Statoil

EDF et Statoil ont signé le 14 février 2003 un contrat d'approvisionnement en gaz naturel pour une durée de 15 ans. A la suite de la disparition, en janvier 2009, de l'indice Gasoil 0,2 intégré dans la formule de prix contractuelle, EDF et Statoil ont entamé des discussions en vue de son remplacement.

Faute d'accord amiable, Statoil a notifié à EDF sa décision de déclencher une procédure d'expertise conformément aux dispositions du contrat et demandé, en mars 2010 la nomination d'un expert à la Chambre de Commerce Internationale (CCI). Le 18 novembre 2010, l'expert a rendu sa décision sur l'indice de remplacement. La décision de l'expert est définitive, les parties sont donc liées par ce choix et doivent modifier le contrat en conséquence.

Cependant, un désaccord est ensuite intervenu entre les parties quant à la date d'application rétroactive du nouvel indice au regard des dispositions du contrat. Statoil a envoyé en janvier 2011 à EDF une facture pour obtenir le remboursement de 50 millions d'euros en faisant application de cet indice à compter de février 2009. EDF conteste cette facture et la rétroactivité appliquée, et a payé à Statoil un montant de 18 millions d'euros qu'elle estime lui devoir. Les discussions se poursuivent avec Statoil.

20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

• RTE EDF TRANSPORT

Convention de loyer annuel conclue avec la SNCF et transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

RTE EDF Transport versait, en rémunération de son usage des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel forfaitaire de 3,1 millions d'euros, déterminé par RTE EDF Transport en cohérence avec les principes de rémunération de ses propres actifs. Le versement de ce loyer faisait suite à la dénonciation par RTE EDF Transport, en 2001, d'une convention conclue avec la SNCF en décembre 1999. A la suite de la saisine du Tribunal administratif de Paris par la SNCF qui contestait le nouveau montant du loyer annuel versé par RTE EDF Transport et réclamait la différence avec le loyer initial, RTE EDF Transport a été condamné le 29 août 2008 à verser à la SNCF la différence avec le loyer initial, assortie des intérêts au taux légal. RTE EDF Transport a interjeté appel de cette décision devant la Cour administrative d'appel de Paris et lui a demandé de surseoir à l'exécution du jugement, l'appel n'étant pas suspensif de l'exécution de la décision du Tribunal administratif. La Cour administrative d'appel de Paris, dans un arrêt du 10 mai 2010 a rejeté la requête de RTE EDF Transport, et l'a condamné à payer à la SNCF la somme complémentaire de 27,8 millions d'euros au titre des redevances échues au cours de la période allant de juin 2008 à juin 2009. A titre conservatoire, RTE EDF Transport avait formé un pourvoi en cassation devant le Conseil d'Etat, déclaré irrecevable par le Conseil d'Etat le 27 janvier 2011. Cette décision étant sans recours, ce contentieux est donc clos.

Par ailleurs, 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 ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE EDF Transport des ouvrages électriques haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, une commission *ad hoc* (la Commission Moulin) a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension de la SNCF, estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'Etat contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur à celui fixé par la Commission Moulin. Dans l'attente de la décision du Conseil d'Etat, qui pourrait intervenir courant 2011, la SNCF a proposé de procéder au transfert de ses ouvrages électriques à RTE EDF Transport ; les parties sont parvenues à un accord et la vente a été conclue pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE EDF Transport à titre d'acompte. Les contrats permettant le transfert de propriété à partir du 1er mai 2010 ont été signés le 26 mai 2010 par la SNCF, RTE EDF Transport est donc désormais propriétaire des lignes concernées.

Participation aux services système

La société POWEO qui contestait le caractère obligatoire de la participation aux services système figurant à l'article 15 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 et demandait une rémunération établie selon des « règles de marché » a saisi le CoRDIS (Comité de Règlement des Différends et des Sanctions de la CRE) le 3 juillet 2009. Une décision du CoRDIS favorable à RTE EDF Transport a été notifiée aux parties le 15 octobre 2009. La société POWEO a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris, compétente pour connaître des recours contre les décisions du Comité.

La Cour d'appel de Paris a rejeté, dans un arrêt du 7 septembre 2010, le recours de POWEO contre la décision du CoRDiS, et a suivi intégralement les argumentations de RTE EDF Transport et du CoRDiS en jugeant que la participation des producteurs aux services systèmes ne peut pas avoir un caractère facultatif et que seul l'article 11.7 de la directive 2003/54/CE est applicable aux services systèmes et en conséquence, les règles de tarification applicables doivent tenir compte des coûts et ne peuvent se baser sur le « prix de marché ».

Le délai de recours de POWEO pour former un pourvoi en Cassation ayant expiré, RTE EDF Transport a obtenu de la Cour de cassation un certificat de non-recours.

Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, RTE EDF Transport a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005, 2006 et 2007. RTE EDF Transport a contesté la majeure partie de la proposition de rectification notifiée en 2009. A la date de dépôt du présent document de référence, l'administration fiscale n'a pas émis d'avis de mise en recouvrement.

Par ailleurs, depuis juillet 2010, RTE EDF Transport fait l'objet d'une nouvelle vérification de comptabilité portant sur les exercices 2008 et 2009. A la date de dépôt du présent document de référence, les inspecteurs des impôts n'ont pas identifié de redressement potentiel.

• ERDF

Litiges en matière fiscale

ERDF fait l'objet depuis le 3 février 2010 d'un contrôle fiscal relatif aux exercices 2007 et 2008. A la clôture de l'exercice 2010, aucune proposition de rectification n'a été adressée par l'administration fiscale à ERDF concernant l'exercice 2007 et cet exercice est à présent prescrit. Le contrôle se poursuit s'agissant de l'exercice 2008.

Direct énergie

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les fournisseurs peuvent proposer à leurs clients la signature d'un contrat unique portant à la fois sur la fourniture et sur l'accès aux réseaux, et conclure avec le gestionnaire de réseaux un contrat, dit contrat GRD-F, relatif à l'accès au réseau pour l'exécution de ces contrats de fourniture. Dans sa rédaction actuelle, le contrat GRD-F prévoit qu'en cas d'impayés par le client final, le fournisseur est tenu de verser à ERDF la part acheminement correspondante. Cette disposition a été contestée par la société Direct Energie devant le CORDIS par une requête en date du 20 juillet 2010. Dans une décision du 22 octobre 2010 notifiée à ERDF le 17 novembre 2010, le CORDIS a estimé qu'aucune disposition de la législation en vigueur n'autorisait ERDF à faire supporter par le fournisseur la charge d'un risque d'impayés pour la part

revenant au distributeur et que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final. Le CORDIS a donc demandé à ERDF de transmettre à Direct Energie un nouveau contrat GRD-F conforme à sa décision. ERDF a formé un recours devant la Cour d'Appel de Paris contre cette décision qui remet en cause les grands équilibres du contrat unique et entraînerait une complexification des règles de marché ainsi qu'un surcoût de mise en œuvre supporté, in fine, par les consommateurs finals.

• EDEV

Le contrôle fiscal d'EDEV conduit en 2005 sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. En raison d'un désaccord persistant avec l'administration fiscale sur les rectifications proposées, et à la suite d'un jugement défavorable du Tribunal administratif de Montreuil du 11 mars 2010, EDF, en tant que société de tête de l'intégration fiscale, a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles le 28 mai 2010. Un dégrèvement d'impôt sur les sociétés de 12,3 millions d'euros a par ailleurs été obtenu le 16 novembre 2010. Ainsi, l'enjeu du contentieux devant la Cour administrative de Versailles est d'obtenir le remboursement de 2,1 millions d'euros.

• 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 conjoint d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) 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 S.A., 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 S.A., d'obliger EDF et A2A S.A. 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.

L'audience sur le fond du litige ainsi que sur les moyens de preuve par lesquelles ACEA évalue son préjudice, fixée au 26 juin 2008, a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 26 janvier 2011. EDF et ses filiales n'ayant pas accepté le contradictoire sur la demande d'ACEA d'évaluation de son préjudice, une éventuelle décision du juge italien favorable à cette évaluation ne devrait pas leur être opposable.

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. Cet accord sera présenté au juge lors d'une audience dont la date reste à déterminer.

Procédure relative à la vente d'Ausimont

Le Procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) à ouvert une enquête préliminaire relative à 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 de la République de Pescara a clôturé les enquêtes préliminaires et 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.

Le juge des enquêtes préliminaires a demandé par une ordonnance du 15 décembre 2009, le classement sans suite des poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour le délit de fraude à l'encontre de Solvay alors que se poursuit la procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement.

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. Dès lors, le Président du Conseil des Ministres, par une ordonnance en date du 4 octobre 2007, a nommé 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.

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 de 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.

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).

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, 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

En novembre 2005, la Commission européenne a décidé d'ouvrir une enquête formelle d'investigation portant sur les contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) sur le fondement des règles européennes relatives aux aides d'Etat. Le 3 mars 2006, BE ZRt a engagé un recours contre cette décision. La procédure écrite a été clôturée le 9 juin 2008. La prochaine étape du recours consistera en une audience dont la date n'a toujours pas été fixée par le Tribunal de Première Instance de l'Union européenne (TPI), devenu Tribunal de l'Union Européenne (TUE).

Sans attendre la décision du TUE dans le cadre du recours précité, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 aux termes de laquelle elle a exigé du Gouvernement hongrois la résiliation des PPA existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1er mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009.

BE ZRt a décidé de contester la décision de la Commission européenne en intervenant dans un premier temps au soutien des recours engagés à l'encontre de cette décision devant le TUE par d'autres producteurs hongrois, avant de déposer son propre recours à l'encontre de cette décision de la Commission le 4 mai 2009, puis un mémoire en réplique à celui de la Commission le 30 novembre 2009.

La procédure contre la décision d'ouverture de l'enquête formelle d'investigation initiée en mars 2006 par BE ZRt devant le TUE se poursuit.

Le Gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne. Le législateur hongrois s'est exécuté en adoptant, le 10 novembre 2008, une loi résiliant au 31 décembre 2008 les PPA qui ne l'auraient pas été à cette date d'un commun accord des parties. A la suite de nombreux échanges entre BE ZRt et les autorités, la Commission européenne et le Gouvernement hongrois ont finalement admis fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'Etat versées, ce qui a eu pour effet pour BE ZRt de n'avoir aucune aide d'Etat illicite à rembourser.

Les PPA de BE ZRt ont ainsi été résiliés au 31 décembre 2008. De manière à permettre la poursuite de son exploitation, BE ZRt a négocié un contrat commercial avec MVM (acheteur unique hongrois détenu par l'État) d'une durée de 8 ans pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen » [1] pour la vente de la seconde moitié de sa production pour une période devant aller jusqu'en 2013. Toutefois, fin 2010, MVM a informé BE ZRt de son intention de demander la résiliation de ce contrat, devenu non rentable à la suite de l'évolution des prix de l'électricité, ce qui, faute d'accord, laisse présager un litige entre ces sociétés. Pour sa part, 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, et prévoyant que les tarifs chaleurs seraient désormais régulés, les prix devant être fixés par le Gouvernement sur proposition des sociétés de distribution (et non des producteurs).

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a adressé, le 26 septembre 2008, à l'État hongrois, une lettre lui notifiant l'entrée dans une phase de négociation pré-arbitrale au titre du Traité sur la Charte de l'Énergie (« TCE ») et du traité franco-hongrois sur la protection des investissements. A la suite de celle-ci, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du TCE, en application du règlement CNUDCI. Une première audience consacrée à la procédure a eu lieu le 25 septembre 2009, qui a fixé le calendrier de l'arbitrage et placé le siège de celui-ci en Suisse, soit en-dehors de l'Union européenne. EDF International devait finaliser son mémoire pour le 26 mars 2010. Par deux accords consécutifs des parties, validés par le Tribunal arbitral, la date limite de dépôt a été étendue jusqu'au 15 avril 2010. Puis par accord du 15 avril 2010, les parties ont convenu de suspendre l'arbitrage jusqu'au 31 décembre 2010. Enfin à la demande du gouvernement hongrois, ce délai a été reporté une nouvelle fois au 30 avril 2011, par un accord du 21 décembre 2010, en vue de permettre la recherche d'une solution amiable.

1. *Décret définissant les modalités, dont le tarif, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le Gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».*

Compte tenu des dernières évolutions, la relance de l'arbitrage en 2011 est probable. EDF International a adressé le 24 février 2011 à la Hongrie une nouvelle notification d'arbitrage sur le fondement du TCE, afin de contester non seulement la résiliation des PPA mais aussi les mesures adoptées par la Hongrie en 2011, étant entendu que le souhait serait de joindre les deux procédures.

• SSE

Le régulateur slovaque a adopté, en 2002 une résolution fixant les tarifs de l'électricité applicables pour 2003 sans attendre la publication d'un décret spécifique en la matière. Sept sociétés ont contesté la procédure et porté l'affaire devant la Cour constitutionnelle en 2004. Elles ont obtenu gain de cause en 2006, la Cour constitutionnelle déclarant nulle ladite résolution du régulateur.

Ces sociétés, estimant de ce fait que les prix pour 2003 n'avaient pas été valablement fixés et que les tarifs 2002, moins élevés, devaient s'appliquer ont attaqué l'État en vue d'un remboursement. Elles ont été déboutées, le tribunal ayant jugé que la seule conséquence de cette erreur du régulateur avait consisté en un enrichissement sans cause des fournisseurs d'électricité.

À la suite de cette décision, une société cliente de SSE a engagé le 4 septembre 2009 une action en justice contre cette dernière, demandant le remboursement de la somme de 780 905 euros correspondant à la différence entre le montant perçu par SSE en application des tarifs 2003 indûment fixés par le régulateur et le montant que SSE aurait perçu en appliquant les tarifs 2002.

Cinq autres clients de SSE ont également déposé des recours similaires fin 2009 et début 2010, pour une réclamation globale d'environ 10 millions d'euros, ramenée à 5 millions d'euros environ après le désistement de l'un d'entre eux.

SSE a également engagé, le 6 juillet 2010, un recours similaire, pour les mêmes motifs, à l'encontre de son fournisseur d'électricité SE, lui réclamant un montant de 37,5 millions d'euros (le montant réclamé à SE se distingue de celui réclamé à SSE par ses clients).

L'ensemble de ces recours n'en est encore qu'à son stade de démarrage.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2010

Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Électricité Thermique (SNPIET)

Le 1er décembre 2010, le Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Electricité Thermique (SNPIET) a saisi l'Autorité de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Le SNPIET fait état de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été mises en œuvre par EDF et RTE dans le but d'évincer les producteurs autonomes membres du SNPIET, dans le cadre des appels d'offres pour les réserves rapide et complémentaire lancés par RTE en 2005 et 2007 et de la négociation avec EDF des contrats d'achat d'électricité sur le marché libre en sortie d'obligations d'achat. Après échanges contradictoires, une séance de l'Autorité de la concurrence statuant sur la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires du SNPIET a été fixée au 10 mai 2011.

SPE - Recours de l'association Test-Achats

L'association belge de consommateurs Test-Achats a intenté le 17 mai 2010 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne contre la décision de la Commission européenne du 12 novembre 2009 autorisant l'acquisition par EDF de l'opérateur belge SPE. Test-Achats allègue notamment que la Commission européenne n'aurait pas suffisamment pris en compte dans son instruction le fait que des acteurs français ayant un actionnaire commun prendraient le contrôle du secteur de l'électricité en Belgique. L'intervention volontaire d'EDF au soutien de la Commission a été acceptée par le Tribunal et la procédure écrite a été clôturée le 8 mars 2011. Le Tribunal a convoqué les parties à une audience prévue le 11 mai 2011.

20.6 ●● Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2010 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010 pour les événements intervenus avant le 14 février 2011, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et pour les événements postérieurs au 14 février 2011, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

21 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société **398**

21.1.1 Montant du capital social 398

21.1.2 Marché des titres de la Société 398

21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions 399

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 18 mai 2010) 399

21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2010 400

21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 401

21.1.4 Capital autorisé mais non émis 401

21.1.5 Autres titres donnant accès au capital 402

21.1.6 Titres non représentatifs du capital 402

21.1.7 Évolution du capital social 403

21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 403

21.1.9 Nantissement des titres de la Société 403

21.2 Dispositions statutaires **403**

21.2.1 Objet social 403

21.2.2 Exercice social 403

21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 404

21.2.4 Droits attachés aux actions 404

21.2.5 Cession et transmission des actions 404

21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes 404

21.2.7 Assemblées générales 404

21.2.7.1 Convocations aux assemblées 404

21.2.7.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote 405

21.2.7.3 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée 405

21.2.8 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Sociéte 405

21.2.9 Franchissements de seuils 405

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	1 848 866 662
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	924 433 331 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 (compartiment 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 2011 :

Source : Bloomberg

Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2010 jusqu'au 31 mars 2011 sur le marché Euronext Paris :

	Transactions		Transactions Cours de clôture (en euros)	
	en millions de titres	en millions d'euros (1)	Plus haut	Plus bas
2010				
Janvier 2010	25,4	1 044	42,14	38,915
Février 2010	32,0	1 223	39,385	36,65
Mars 2010	38,4	1 480	40,79	37,01
Avril 2010	29,1	1 193	41,955	39,595
Mai 2010	50,0	1 850	41,00	34,335
Juin 2010	36,9	1 258	36,285	31,35
Juillet 2010	35,0	1 096	32,62	30,275
Août 2010	30,6	1 017	35,13	31,43
Septembre 2010	30,4	977	33,035	31,565
Octobre 2010	37,3	1 175	32,925	30,69
Novembre 2010	38,3	1 248	33,665	31,645
Décembre 2010	32,4	1 027	32,06	30,695
2011				
Janvier 2011	37,2	1 180	32,545	30,46
Février 2011	46,9	1 479	32,62	30,75
Mars 2011	61,9	1 805	31,905	27,455

(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 2010

Au cours de l'année 2010, l'action EDF a baissé de 26,1 %, le CAC 40 de 3,3 % tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a reculé de 8,8 %.

Au 31 décembre 2010, le cours de clôture de l'action EDF était de 30,695 euros (41,56 euros au 31 décembre 2009). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2010 a été de 30,275 euros le 5 juillet, et son cours de clôture le plus haut de 42,14 euros le 8 janvier.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2010 s'élevait à 56,75 milliards d'euros.

Année 2011

Depuis le début de l'année 2011, et jusqu'au 31 mars inclus, l'action EDF a reculé de 4,8 %, le CAC 40 a progressé de 4,8 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a progressé de 2,1 %

Au 31 mars 2011, le cours de clôture de l'action EDF était de 29,22 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2011 jusqu'au 31 mars inclus a été de 27,455 euros le 18 mars, et son cours de clôture le plus haut de 32,62 euros le 17 février.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 mars 2011 atteignait 54,02 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 18 mai 2010)

L'Assemblée générale du 18 mai 2010, 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 septième résolution de l'Assemblée générale du 20 mai 2009, 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 ; l'allocation d'actions aux membres du

personnel du groupe EDF notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel 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. 3332-1 et suivants du Code du travail, et la réalisation de toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations ; 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 générale du 18 mai 2010 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. Par ailleurs, le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % du capital.

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 (sans que la part du programme de rachat pouvant être effectuée par ce moyen soit limitée), 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 90 euros le prix maximum d'achat par action [1] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds alloués au programme d'achat d'actions, 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 18 mai 2010, elle prendra donc fin le 18 novembre 2011 sauf adoption par l'Assemblée générale du 24 mai 2011 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 2010

Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2010	0,03 %
Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2010	548 601
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2010 (en euros)	18 636 871
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2010* (en euros)	16 839 308
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	néant

** Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2010 soit 30,695 euros.*

Un contrat de liquidité a été conclu le 24 mai 2006 avec la société Crédit Agricole Chevreux pour une durée d'un an, renouvelé depuis annuellement par tacite reconduction. La somme initiale de 35 millions d'euros a été affectée au compte de liquidité pour la mise en œuvre du contrat de liquidité à compter de sa signature dans le cadre du programme de rachat des titres de la Société.

Au titre de l'exercice 2010, la commission forfaitaire versée par EDF dans le cadre du contrat de liquidité s'élève à 180 000 euros.

Entre le 1er janvier 2010 et le 31 décembre 2010, la Société a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 2 607 442 de ses propres actions pour une valeur moyenne unitaire de 36,02 euros, et cédé 2 294 477 actions pour une valeur moyenne unitaire de 36,69 euros.

Au 31 décembre 2010, la Société détenait un total de 548 601 de ses propres actions, se décomposant en 497 965 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0269 % de son capital social), et un solde de 50 636 actions, 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 (voir la section 17.5.9 « Attributions gratuites d'actions ») [2].

A cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Entre le 1er janvier 2011 et le 31 mars 2011, la Société a acquis 1 112 531 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 29,43 euros, et cédé 1 005 496 actions pour une valeur unitaire moyenne de 30,25 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.*
2. *Par ailleurs, la Société détenait, au 31 décembre 2010, 874,3 parts du compartiment « Énergie Multi » du Fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8 743 actions de la Société (soit approximativement 0,00047 % de son capital au 31 décembre 2010) en raison des ordres d'achat d'actions de la Société annulés dans le cadre de l'offre réservée aux membres du personnel du groupe EDF réalisée lors de l'ouverture du capital de la Société (voir la section 17.5.7 « Actionnariat salarié »). À l'issue de la période de blocage de cinq années venant à échéance au 30 juin 2011, ces 874,3 parts seront vendues et le produit de cette vente sera reversé à l'État.*

21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 21.1.3.1 prendra fin le 18 novembre 2011 sauf adoption par l'Assemblée générale du 24 mai 2011 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 14 février 2011, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 18 mai 2010, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que sur le prix maximum d'achat (fixé à 90 euros) et le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros).

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 18 mai 2010 au Conseil d'administration et leur utilisation au 31 décembre 2010 :

Etat des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2010

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 18 juillet 2012	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 18 juillet 2012	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 18 juillet 2012	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 18 juillet 2012	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	26 mois 18 juillet 2012	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	26 mois 18 juillet 2012	45 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [4]	26 mois 18 juillet 2012	10 % du capital de la Société dans la limite de 45 [2]	néant

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 pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne			
Emissions réservées au personnel	26 mois 18 juillet 2012	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 18 novembre 2011	10 % du capital par périodes de 24 mois	néant

(1) À compter du 18 mai 2010, date de l'Assemblée générale mixte.
(2) Plafond nominal global d'augmentation du capital social.
(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier.
(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

Autorisations proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011
Le tableau ci-après présente les autorisations qui seront proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 conformément aux projets de résolutions arrêtés par le Conseil d'administration du 14 février 2011.

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)
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 24 novembre 2012	10 % du capital par périodes de 24 mois

(1) À compter du 24 mai 2011, date de l'Assemblée générale mixte.

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 d'émission de titres de créances d'un montant maximum de 20 milliards d'euros a été réalisée le 20 avril 2010 par EDF.

En 2010, EDF a procédé en janvier à l'émission d'obligations sur le marché américain sous la règle dite 144A de la *Securities and Exchange Commission* (SEC), pour un montant global de 2,25 milliards de dollars américains, avec une tranche de 1,4 milliard de dollars américains au taux fixe de 4,6 % à échéance de 10 ans et une tranche de 0,85 milliard de dollars américains au taux fixe de 5,6 % à échéance de 30 ans.

Le 29 mars 2010, EDF a réalisé un emprunt obligataire de 400 millions de francs suisses à échéance septembre 2017 portant un coupon à taux fixe de 2,25 %.

EDF a également procédé le 27 avril 2010 à une émission obligataire pour un montant total de 1,5 milliard d'euro à échéance 2030, avec un coupon de 4,625 % par an (taux fixe), et le 22 septembre à une émission obligataire à 40 ans pour un montant total de 1 milliard de livres sterling, avec un coupon annuel de 5,125 %.

Enfin, EDF a lancé le 28 octobre 2010 une offre de rachat partielle en numéraire portant sur 3 séries d'obligations libellées en euro, qui s'est clôturée avec plus de 31 % de rachat d'un montant sous-jacent global de 4,6 milliards d'euros. EDF a refinancé cette opération le 4 novembre avec une nouvelle émission obligataire en euros en deux tranches, la première d'un montant de 750 millions d'euros à 15 ans avec un coupon annuel de 4,0 %, la seconde de 750 millions d'euros à 30 ans avec un coupon annuel de 4,5 %.

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.

Au 31 décembre 2010, l'encours de la dette obligataire de la Société (emprunts émis sous format EMTN et autres titres de créances sous format autoportant (*stand alone*)) s'élevait à 33,88 milliards d'euros avec une maturité moyenne à cette date de 11,3 ans.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée en note 38 des comptes consolidés au 31 décembre 2010.

21.1.7 Évolution 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 0,5 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 la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 euro. Le capital social a ainsi été porté 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 (voir section 20.4.1 (« Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices »)) s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros suite à 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.

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 42.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements décrits à la section 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 par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la loi précitée du 8 avril 1946, la loi précitée du 10 février 2000 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 clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures, et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les 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'insta ler, 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 1er 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.

Il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 de modifier les 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 »). En cas d'approbation par l'Assemblée générale, le premier dividende majoré ne pourra, conformément à la loi, être attribué avant 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 dépositaire 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. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société (voir infra, 21.2.9 « Franchissements de seuils »).

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 a 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.

Les Assemblées générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux Assemblées générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'Assemblée générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux Assemblées générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la Société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'Assemblée générale.

Toutefois, le Conseil d'administration peut abréger ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'Assemblée générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualité et identité. Le Conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes.

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.

L'actionnaire peut également voter par correspondance après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'Assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. À compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'Assemblée générale. Le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'Assemblée.

Les pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

21.2.7.3 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.

A 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 revente 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 la loi du 9 août 2004 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.

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, dans un délai de cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permet d'atteindre ou de franchir ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

Il sera proposé à l'Assemblée générale du 24 mai 2011 de modifier les statuts afin d'aligner le délai de notification qui y est prévu sur celui des déclarations de franchissements de seuils légaux, soit au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil.

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.

22 CONTRATS IMPORTANTS

A 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 :

- les accords de cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques visés à la section 9.2.2.1.2.2.1 (« Cession des réseaux de distribution ») ;
- les accords relatifs à la cession de la participation du Groupe dans EnBW décrits à la section 6.3.2 (« Allemagne – EnBW ») ;
- l'avenant de mars 2011 au pacte d'actionnaires relatif à Edison, figurant à la section 6.3.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ;
- les avenants au contrat de partenariat industriel signé avec Exeltium décrits notamment aux sections 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par catégories de clients ») et 9.2.2.2.3 (« Exeltium ») ;
- les accords conclus avec Constellation Energy décrits à la section 6.3.4.6 (« États-Unis ») ;
- l'accord traitement-recyclage et le protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague et les accords relatifs à l'usine George Besse, conclus avec AREVA, décrits aux sections 4.3 (« Facteurs de dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ;
- le nouveau pacte d'actionnaires conclu en octobre 2010 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou visé à la section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »).

Des informations relatives aux contrats conclus par le Groupe au cours de l'exercice 2010 figurent notamment aux notes 42 et 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

Le Contrat de service public est décrit à la section 6.4.3.5 (« Service public en France »)

23

INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊTS

Néant.

24 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (statuts, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la date de dépôt du présent document de référence) devant être mis à la disposition du public peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08, pendant la durée de validité du document de référence.

L'Annexe C du présent document de référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le groupe EDF au cours des douze derniers mois, en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF.

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 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010.

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

Pour EDF, la notion d'architecte ensemblier recouvre 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'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

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.

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.

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).

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 CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de l'ANDRA situé à Soulaines dans l'Aube et, opérationnel depuis 1992. Ce centre est d'une capacité de 1 000 000 m³ et possède une capacité d'accueil 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 de 30 années environ.

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)

Le MDP est un mécanisme défini par le protocole de Kyoto fondé sur des projets de réduction d'émissions ou de séquestration 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).

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.

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 et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.

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 6.5.1.2 (« Législation française »).

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

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 : 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

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets, toutes catégories confondues.

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).

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 %).

Disponibilité d'une centrale

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, avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée x 8 760 h. 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 h).

DNN

Distributeur Non Nationalisé.

EaR (Earnings at Risk)

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.

EBITDA

« *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* », correspond à l'excédent brut d'exploitation.

Effacement

Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.

Effets de change

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.

Effets de périmètre

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.

ELD

Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.

Enchères de capacité

Début 2001, afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.

Énergies renouvelables

Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. 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.

Enrichissement

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 %.

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 génération 3), 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 (UF6) 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 :

- 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

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 et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée visent les six principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6). Pour la période 2005-2007, le dioxyde de carbone faisait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre. Pour la période 2008-2012, le champ des gaz concernés tend à s'élargir. À terme, seront concernés les gaz listés à l'annexe II de la directive précitée mais aussi « tout autre composant gazeux de l'atmosphère, tant naturel qu'anthropique, qui absorbe et renvoie un rayonnement infrarouge » (directive modifiée, adoptée mais non publiée à ce jour).

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

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.

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 dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).

Mécanisme d'ajustement

Créé par RTE EDF Transport le 1er 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 capacité pré-citées, contrats d'achats, etc.). Le segment midstream 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 est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures.
1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts
1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure
1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts
1 TW = 1 000 GW

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) et la méthode d'affectation employée pour allouer les quotas aux installations industrielles concernées.

Plutonium (Pu)

Élément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) 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.

***Profit at Risk* (PaR) (Edison)**

Pour ce qui concerne Edison, le *Profit at Risk* (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.

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 homme-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 EDF Transport 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 (Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

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.

Télé-relève
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 (^{3}H)
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.

UO_2
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 rincipaux 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) :
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 ré-enrichi)
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 *market to market*) 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 et les DOM).

Annexes

Annexe A Rapport 2010 du Président du conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne et de gestion des risques **423**

Annexe 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 de la Société Électricité de France SA **441**

Annexe C Informations rendues publiques par le Groupe EDF durant les douze derniers mois **443**

Annexe D Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés **449**

Annexe E Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes **453**

Annexe F Table de concordance – Rapport financier annuel **511**

Annexe G Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 ..... **513**

A•• Annexe

RAPPORT 2010 DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

Introduction 424

1 Gouvernement d'entreprise 424

1.1 Cadre de gouvernement d'entreprise 424
1.1.1 Règlement intérieur 424
1.1.2 Code de gouvernement d'entreprise 424
1.2 Composition et pouvoirs du Conseil d'administration 425
1.2.1 Composition du Conseil d'administration 425
1.2.2 Nomination et pouvoirs du Président du Conseil d'administration 425
1.2.3 Pouvoirs du Conseil d'administration 425
1.2.4 Indépendance des administrateurs 425
1.3 Activité du Conseil d'administration en 2010 426
1.4 Comités du Conseil d'administration 426
1.4.1 Comité d'audit 426
1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires 427
1.4.3 Comité de la stratégie 427
1.4.4 Comité d'éthique 428
1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations 428
1.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 429
1.6 Droits et devoirs des administrateurs 429
1.6.1 Information et formation des administrateurs 429
1.6.2 Obligation et devoirs des administrateurs 429
1.6.3 Rémunération 429
1.7 Assemblées générales 429

2 Le contrôle interne du groupe EDF 430

2.1 Environnement de contrôle 430
2.1.1 Organes de Pilotage de Direction 430
2.1.2 Le dispositif de Contrôle Interne 430
2.1.3 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne 431
2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques 433
2.1.5 Démarches éthique et Qualité Environnementale 433
2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI) 434
2.1.7 Les contrôles externes 434
2.2 La Politique de contrôle des risques 435
2.3 Les activités de contrôle du Groupe 435
2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes 435
2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières 437
2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements 438
2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction 439
2.4 Communication et diffusion des informations 439
2.5 Les activités de pilotage du contrôle interne 440

3 Dynamique d'évolution 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 (cadre de gouvernement d'entreprise, composition et pouvoirs du Conseil d'administration, activité du Conseil d'administration en 2010, comités du Conseil d'administration, évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, droits et devoirs des administrateurs, Assemblées générales d'Électricité de France SA) (§ 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 maison mère. Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du secteur régulé : RTE EDF Transport et ERDF, respectivement en charge de la gestion des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour lesquels le cadre légal et réglementaire (loi du 9 août 2004, modifiée par la loi du 7 décembre 2006 notamment) prévoit une indépendance de gestion spécifique qui limite le contrôle de leurs activités par la maison mère : « les filiales régulées » ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées au plan financier, sans contrôle opérationnel exclusif (EnBW jusqu'à fin 2010, Edison, Constellation Energy Nuclear Group, 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 l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

Nota 2 : les informations spécifiques aux trois filiales RTE EDF Transport, EDF Énergies Nouvelles et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces trois 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 autant que de besoin tout au long du présent rapport.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (DAi, Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe (DCRG), 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 (DSI), la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement Durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités [1]. Le rapport a été approuvé par le Conseil d'administration lors de sa séance du 14 février 2011, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

1 Gouvernement d'entreprise

1.1 Cadre de gouvernement d'entreprise

1.1.1 Règlement intérieur

Le Règlement intérieur du Conseil d'administration précise les principes directeurs de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles il exerce sa mission, ainsi que ceux de ses comités spécialisés. Il indique également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Ce Règlement est revu en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires, et alors soumis pour délibération au Conseil.

1.1.2 Code de gouvernement d'entreprise

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, le Conseil d'administration de la Société réuni le 17 décembre 2008 a 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. Sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables, EDF adhère au Code AFEP-MEDEF révisé en avril 2010, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société.

1. *Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chapitre 2.3.1 à 2.3.4) inspiré par le référentiel COSO (chapitre 2.1 à 2.5).*

1.2 Composition et pouvoirs du Conseil d'administration

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers élu par les salariés et deux tiers nommés par l'Assemblée générale 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 modalités de révocation des administrateurs sont prévues par l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public.

La liste des membres du Conseil d'administration ainsi que les renseignements personnels les concernant figurent au chapitre 14.1 du document de référence 2010.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [1] ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent également au Conseil d'administration, sans voix délibérative.

1.2.2 Nomination et pouvoirs du Président du Conseil d'administration

Le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société. Il 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 relative à la démocratisation du secteur public.

M. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Le Président-Directeur Général a tous pouvoirs pour engager la Société sous réserve de ceux attribués au Conseil d'administration (cf. § 1.2.3).

1.2.3 Pouvoirs 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. Il délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société 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 d'administration ; en 2010, le Conseil d'administration a fixé :
  - à 500 millions d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties. Le Président-Directeur Général rend compte au Conseil d'administration 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,
  - à 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;
- 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 CO_2 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),
  - 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les opérations du cycle du combustible nucléaire : en particulier, 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.

Enfin, 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. Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

1.2.4 Indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit au moins d'un tiers. Or, compte tenu du cadre légal spécifique qui est le sien, le Conseil d'administration comporte, sur un total de 18 membres, 12 administrateurs (six représentant l'État et six représentant les salariés) qui *de facto* ne peuvent pas répondre aux critères d'indépendance définis par ledit code.

1. *Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.*

Lors d'une réunion conjointe le 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance. Le Conseil d'administration lors de sa séance du 21 janvier 2011 a considéré comme administrateurs indépendants, au sens des critères fixés par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF : Mme Faugère, MM. Crouzet, Jay, Lafont et Mariani, ceux-ci n'entretenant pas avec la Société, son Groupe ou sa Direction, de relation de quelque nature que ce soit pouvant compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq membres indépendants.

1.3 ●● Activité du Conseil d'administration en 2010

Conformément à son Règlement intérieur, le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige. Au cours de l'exercice 2010, le Conseil d'administration s'est réuni 12 fois et 23 réunions de comités se sont tenues pour préparer ces séances.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne 2 heures 44, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux conseils est en progression sur la période 2006-2010 (83,6 % en moyenne) ; il est de 86,6 % en 2010.

En 2010, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs tels que :

- la nouvelle convention d'actionnaires concernant SPE (Belgique) ;
- les accords EDF-AREVA relatifs à l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- la cession des réseaux britanniques de distribution d'électricité ;
- la conclusion d'un nouvel accord entre EDF et Constellation Energy Group ;
- les conventions de concession hydroélectrique de Gavet et Moyenne Romanche et leurs conditions d'exploitation ;
- l'implantation du plus grand centre de recherche et développement du Groupe sur le site de Paris Saclay ;
- la cession de la participation détenue par EDF International dans EnBW ;
- le compromis entre EDF et AREVA/Eurodif quant au processus de fermeture de l'usine Georges Besse 1 ;
- l'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport détenus par EDF au portefeuille des actifs dédiés ;
- l'entrée d'EDF International au capital de la Société d'Énergie et d'Eau du Gabon (SEEG).

En outre, le conseil a également examiné le projet de renaissance nucléaire au Royaume-Uni et les projets éoliens de Fallago Rig en Écosse et Teesside en Angleterre.

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. 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. Les administrateurs, membres de ces comités, sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque comité est désigné par le Conseil d'administration sur proposition des membres dudit comité.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société est invité aux réunions de ces comités.

Les travaux des comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet d'un compte-rendu écrit et d'un rapport du Président du comité au Conseil d'administration.

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 d'une réunion conjointe le 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Mariani au regard des critères d'indépendance et de compétences particulières en matière financière et comptable, tels que recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son « Rapport final sur le comité d'audit » en date du 22 juillet 2010. Le Conseil d'administration a décidé, lors de sa séance du 21 janvier 2011, que la situation de M. Mariani répondait à ces critères.

Le Comité d'audit est présidé par M. Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres sont MM. Comolli et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que MM. Grillat, Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Comolli a été nommé par le Conseil d'administration du 26 octobre 2010 membre du Comité d'audit, en remplacement de M. Bézard.

Le Comité d'audit s'est réuni sept fois en 2010. Le taux moyen de participation des administrateurs, membres de ce comité, est de 88,1 %.

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 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, programmes d'audit semestriels, 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,
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.3 et 1.3).

Ses travaux l'amènent régulièrement à entendre les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et du Contrôle des Risques Groupe.

1.4.1.3 Activité en 2010

Le Comité d'audit a examiné des sujets qui relèvent spécifiquement de ses missions (états financiers semestriels et annuels, communiqués de presse y afférents et sur le chiffre d'affaires trimestriel, cartographie des risques, synthèse des audits internes et programme d'audit) ainsi que le lancement du processus de sélection des Commissaires aux comptes pour la période 2011-2016 sur laquelle il a émis un avis présenté au Conseil d'administration.

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) est présidé par M. Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont MM. Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État ainsi que de MM. Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni trois fois en 2010. Le taux moyen de participation des administrateurs, membres de ce comité, est de 100 %.

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, sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique, 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 [1] experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

1.4.2.3 Activité en 2010

Le CSEN a examiné en particulier la provision pour déconstruction du parc des réacteurs à eau pressurisée (REP), la gestion et la performance du portefeuille d'actifs dédiés ainsi que le projet d'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport détenus par EDF au portefeuille d'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. Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, MM. Abadie, Comolli et Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que MM. Grillat, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

M. Comolli a été nommé par le Conseil d'administration du 26 octobre 2010 membre du Comité de la stratégie, en remplacement de M. Bézard.

Depuis 2010, le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres.

Le Comité de la stratégie s'est réuni sept fois en 2010, dont une réunion conjointe avec le Comité d'éthique (et élargie au conseil) consacrée à l'ambition Ressources Humaines définie pour accompagner la stratégie industrielle du Groupe. Le taux moyen de participation des administrateurs, membres du Comité de la stratégie, est de 87,5 %.

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. *Le Conseil d'administration lors de sa séance du 26 octobre 2010 a désigné six membres composant le CEFEN pour une période triennale.*

1.4.3.3 Activité en 2010

Le Comité de la stratégie a examiné en particulier :
- l'impact sur l'activité d'EDF en France du projet de loi relatif à la nouvelle organisation du marché français de l'électricité (NOME),
- la stratégie du Groupe dans les réseaux,
- la stratégie du Groupe au Royaume-Uni, en particulier le projet de cession des réseaux de distribution,
- les perspectives de développement du nucléaire, en particulier au Royaume-Uni et en France.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont M. Van de Maele, administrateur représentant l'État, ainsi que Mme Chabauty, MM. Maïssa, Pesteil et Grillat, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni quatre fois en 2010. Le taux moyen de participation des administrateurs, membres de ce comité, est de 91,7 %.

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 le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable), le rapport d'activité du Délégué à l'éthique et à la déontologie ainsi que les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du Conseil d'administration (cf. § 1.5).

1.4.4.3 Activité en 2010

En 2010, le Comité d'éthique a assisté en particulier le Conseil d'administration dans ses travaux d'évaluation, qui ont été confiés à un cabinet externe spécialisé (cf. § 1.5). Lors d'une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie et élargie au conseil, il a également étudié l'ambition Ressources Humaines définie pour accompagner la stratégie industrielle du Groupe.

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. Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF et M. Comolli, administrateur représentant l'État.

M. Comolli a été nommé par le Conseil d'administration du 26 octobre 2010 membre du Comité des nominations et des rémunérations, en remplacement de M. Bézard.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni deux fois en 2010. Le taux moyen de participation des administrateurs, membres de ce comité, est de 100 %.

1.4.5.2 Missions

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 (PDG) portant sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le PDG au regard des objectifs fixés), et les rémunérations périphériques du PDG. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine le cas échéant les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président-Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par chaque Directeur Général Délégué au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques de chacun. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, au Ministre chargé de l'Économie et des Finances et au Ministre chargé de l'Énergie, et les communique également au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration délibère et fixe le salaire, les objectifs et les rémunérations périphériques 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.

Les éléments relatifs aux rémunérations des mandataires sociaux et aux jetons de présence figurent au chapitre 15 du document de référence 2010.

1.4.5.3 Activité en 2010

Le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné les bonus du Président-Directeur Général et des Directeurs Généraux Délégués pour 2009, la rémunération annuelle brute du Président-Directeur Général à compter de sa nomination le 25 novembre 2009 ainsi que son bonus pour 2009, les critères de calcul du bonus du Président-Directeur Général et l'enveloppe des jetons de présence pour 2010.

1.5 ●● Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Règlement intérieur du Conseil d'administration précise que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un organisme extérieur sous la direction du Comité d'éthique.

Le Conseil d'administration consacre, 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, de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil d'administration et de mesurer la contribution effective de chaque membre à ses travaux.

Un cabinet externe spécialisé a été mandaté pour mener cette évaluation au titre de l'année 2010, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs, réalisés durant le dernier trimestre. Des résultats examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration du 21 janvier 2011, il ressort qu'une très forte majorité d'administrateurs estime que les règles de bonne gouvernance sont mises en œuvre par la Société. Ils apprécient tout particulièrement l'articulation, qualifiée d'harmonieuse, entre le Conseil d'administration et ses différents comités et estiment, en outre, que l'ensemble du conseil est efficacement associé à la réflexion stratégique du Groupe notamment depuis que les administrateurs non membres du Comité de la stratégie sont invités aux réunions de celui-ci.

1.6 ●● Droits et devoirs des administrateurs

1.6.1 Information et formation des administrateurs

Le Président-Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du Conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus entre les séances du Conseil d'administration, leur permettant d'exercer pleinement leur mission.

La Direction Générale veille au respect des délais de transmission aux administrateurs des documents relatifs aux réunions du Conseil d'administration et de toute information significative relative aux activités du Groupe.

Le Secrétariat Général du Conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société et du Groupe. Ils font part de leur demande au Secrétaire Général du Conseil d'administration.

En outre, le Secrétariat Général du Conseil d'administration organise des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs, de même que les formations dont ces derniers souhaitent bénéficier. Il met à disposition des administrateurs un document d'information synthétique, joint au dossier de chaque Conseil d'administration, sur les activités, les tendances du marché, le contexte économique et financier et les actions engagées par le Groupe, conformément aux attentes exprimées par les administrateurs en la matière.

1.6.2 Obligation 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, se conformer à la Charte de déontologie boursière d'EDF. Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil d'administration 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 de la Société, Règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses comités, Charte de déontologie boursière, code AFEP-MEDEF.

1.6.3 Rémunération

Les règles de répartition des jetons de présence, et les montants versés en 2010, figurent au chapitre 15 du document de référence 2010.

1.7 ●● 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 d'EDF.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le rapport financier annuel de la Société.

2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent document 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 2010, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2010. 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 interne (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 Direction

L'organisation de la Direction Générale 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 Président-Directeur Général a ainsi 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.

Sa composition est la suivante :
- Henri Proglio, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directeur des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Pierre Lederer, Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading ;
- Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie ;
- Jean-Louis Mathias, Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, activités IT, gaz et énergies renouvelables ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général.

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 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.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Président-Directeur Général a créé en avril 2010 un Comité des engagements du Comité exécutif, qui 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 [1].

L'organisation de la Direction Générale a été complétée en avril 2010 par la création 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, c'est-à-dire :
- Michèle Bellon, Président du Directoire d'ERDF ;
- Catherine Gros, Directrice de la Communication ;
- Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles ;
- Umberto Quadrino, Administrateur Délégué d'Edison ;
- Anne Le Lorier, Directeur Délégué Risques et Audit ;
- Gérard Wolf, Directeur Délégué Développement International ;
- Bruno Lescoeur, Directeur Délégué Gaz.

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.

Enfin, 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 audits 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.

2.1.2 Le dispositif de contrôle interne

Une nouvelle 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 en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 ainsi que la nouvelle organisation mise en place à fin 2009 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 basant, 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,

1. *Ce comité remplace le Comité des Engagements et Participations ; il est présidé par le Président-Directeur Général.*

– vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
– adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
– auto-évaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre manager ;

- un dispositif d'audit unique, rapportant au Président-Directeur Général, décrit au § 2.1.3.3.

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), la maille de déclinaison correspond aux directions générales et aux filiales qu'elles contrôlent et aux 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 est assurée par la Direction de l'Audit : formation, réunions périodiques, fonds documentaire partagé sur Intranet…

Un guide de contrôle interne a été élaboré et proposé à chaque entité 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, issues par exemple de nouvelles décisions ou instructions internes. C'est ainsi que le guide 2011 prendra en compte les termes de la décision du Président-Directeur Général du 14 septembre 2010, relative à la lutte contre la fraude qui met l'accent sur les actions à mener s'agissant de la prévention, de la détection et du traitement de ces situations.

Les entités fonctionnelles élaborent depuis 2007 les objets de contrôle relatifs à l'application des politiques et décisions majeures de leur champ de responsabilité. Ces objets sont intégrés dans le guide de contrôle interne et sont destinés à être déployés par l'ensemble des entités concernées du Groupe.

Fin 2010, chacune des 45 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une auto-évaluation de ce dispositif (pour 40 entités), l'engagement du Directeur de l'entité et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cette ambition. Il est à noter que 32 entités opérationnelles ont ainsi élaboré et transmis leur quatrième rapport d'auto-évaluation, alors que les autres entités l'ont élaboré pour la première fois en 2010 (entités fonctionnelles, entités opérationnelles nouvellement créées...).

Conformément aux engagements pris, la quasi-totalité des dispositifs de contrôle interne d'entités ont été audités depuis 2008 par la Direction de l'Audit (32 entités sur 36), ce qui clôt le premier cycle d'audits. Cette démarche sera poursuivie suivant les mêmes finalités auprès des nouvelles entités entrant dans le dispositif Groupe, et avec de nouveaux objectifs d'audit mieux adaptés aux entités matures qui seront auditées pour la seconde fois. Les audits menés en 2010 ont confirmé une montée en puissance du déploiement du dispositif global au sein du Groupe, et une bonne fiabilité des auto-évaluations correspondantes dans la grande majorité des cas, ce qui conforte le niveau d'assurance issu des auto-évaluations déclaratives à fin 2009.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées, filiales co-contrôlées, et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants 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 périodique, avec un intervalle de 5 ans maximum.

Ce processus est mis en œuvre par la Direction de l'Audit et la Direction des Risques Groupe (DCRG) ; il vise à apporter 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'auto-évaluation.

2.1.3 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

2.1.3.1 La Direction Financière (DF)

La 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 deux divisions :

- Le Contrôle de Gestion a pour missions :
  – de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions 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 reprévisions deux fois par an, ainsi que d'un reporting mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière reprévision 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 de :
  – définir le cadre de cohérence du système d'information comptable, dans le respect des normes en vigueur, et assurer une veille permanente sur leurs évolutions,

– contrôler la qualité de la comptabilité en élaborant un référentiel de Groupe garantissant l'unicité des traitements comptables et leur correcte alimentation par les processus amont,
– mettre à jour annuellement, pour EDF, les référentiels de contrôle interne et de mesure de la qualité comptable déclinés par processus, et d'organiser un retour sur la mise en œuvre par les entités des contrôles prescrits dans le domaine comptable et financier (cf. § 2.3.2.3).

Par ailleurs, concernant les filiales, les Politiques de Contrôle Interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

2.1.3.2 La Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG)

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une Politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

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 (cf. § 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 (cf. § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (cf. § 2.3.1.1),
- 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 (cf. § 2.3.1.1.1),
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions et 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 (cf. § 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,
- actualiser la Politique en matière de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités de coopération en période de crise avec les filiales régulées et – via les directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées (cf. § 2.2),
- assurer le pilotage des activités d'intelligence économique, et notamment le contrôle de l'ensemble des fournisseurs et marchés sensibles, en liaison avec la Direction des Achats et les directions métiers concernées, sur le périmètre d'EDF.

2.1.3.3 La filière Audit de Groupe

La filière Audit de 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 des Risques et de l'Audit. Elle comprend la Direction de l'Audit interne (DAi), et des équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production ingénierie et commerce pour EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE EDF Transport, ERDF, EDF Energy et EDF Trading, EnBW, Edison, Alpiq).

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 ou co-contrôlées. Dans tous les cas, la DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes…).

La DAi est en charge du contrôle des dispositifs de contrôle interne d'EDF et de ses filiales contrôlées. La DAi réalise par ailleurs des audits transverses ou d'importance « corporate » pour le Groupe, sur le même périmètre, et le cas échéant au-delà, dans le respect des contraintes réglementaires et de gouvernance [1].

Normes de qualification pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées :

- la DAi applique les normes internationales définies par « The Institute of Internal Auditors », en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé (voir plus haut),
- 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,
- 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, alignée sur les normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers d'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,
- 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.

Une évaluation indépendante a été menée en 2008 et a porté sur le fonctionnement des processus opérationnels et la qualité des audits réalisés par la DAi, ainsi que sur l'exhaustivité et la pertinence de la prise en compte du cadre de référence de l'AMF dans la définition et le processus de déploiement de la Politique de Contrôle Interne du Groupe d'autre part. Cette évaluation a confirmé la pertinence des actions engagées et des moyens mis en œuvre. Elle a par ailleurs proposé quelques voies de progrès qui ont fait l'objet de plans d'actions.

1. *Selon des accords,* via *les instances de gouvernance pour les filiales non contrôlées et les filiales régulées.*

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées :

- la DAi anime le déploiement de la Politique de Contrôle Interne et la filière contrôle interne, assure le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses directions et filiales contrôlées, et réalise les audits transverses et de niveau corporate,
- le programme d'audit est arrêté par le Président-Directeur Général puis examiné en Comité d'audit qui en rend compte au Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
  - la décision de contrôle interne du Groupe, (missions d'audits des dispositifs de contrôle interne des entités du périmètre contrôlé),
  - les risques identifiés dans la cartographie des risques Groupe,
  - le suivi de la mise en œuvre des décisions de la Direction Générale,
  - les grands projets et les principaux processus transverses,
  - les demandes de la Direction concernée, hors audits additionnels accélérés demandés par la Direction Générale en cours d'exécution du programme,
  - les éventuels audits de filiales contrôlées rattachées à des directions opérationnelles, réalisés en prestation pour le compte des directions qui en ont la charge,
  - les éventuels audits conjoints avec EnBW pour le périmètre de cette structure avant cession, ainsi qu'avec Veolia Environnement pour le périmètre de Dalkia International, et les audits « corporate » réalisés au périmètre de EDF Energy et de EDF Trading.

  Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la DAi, cette dernière étant seule compétente pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau corporate,
- 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, soumis à la DAi. Au cours de l'année qui suit, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives, une clôture satisfaisante de l'audit n'étant prononcée que lorsque ces actions sont définitivement mises en place. *A contrario*, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée,
- un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule 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.

  Une fois par an, ce rapport comporte également une synthèse des auto-évaluations des diverses entités sur le niveau de déploiement de la Politique de Contrôle Interne au sein du Groupe (y compris une information sur le dispositif de contrôle interne des filiales régulées et co-contrôlées).

2.1.3.4 La Direction Juridique (DJ)

Au-delà de la contribution de la Direction Juridique au contrôle interne du Groupe visée aux 2.1.4 et 2.3.3, EDF a mis en œuvre, depuis 2007, une contrathèque afin de garantir la connaissance et la maîtrise de son patrimoine contractuel sensible. 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).

En 2010, la Direction Juridique a confié à un responsable la mission d'assurer la capitalisation, l'harmonisation, et le partage de la doctrine de la Direction Juridique. Enfin, un reporting juridique Groupe (EDF et filiales significatives) trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles, a été mis en place en 2010.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains des pouvoirs qu'il a reçus du Conseil d'administration à certains collaborateurs.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe (DEG) ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque DEG 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.

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, personnel EDF et prestataires.

Suite aux évolutions de l'organisation d'EDF intervenues fin 2009 et courant 2010, de nouvelles délégations de pouvoirs ont été élaborées, en lien avec la Direction Juridique. En complément, le vade-mecum sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, diffusé en novembre 2008 afin d'assurer une meilleure information des entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs, a été actualisé en 2010 et a fait l'objet d'une diffusion.

2.1.5 Démarches éthique et qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique

La démarche éthique basée sur une décision du Président-Directeur Général du 15 mars 2007, s'appuie sur un document de référence, le Mémento éthique.

À partir des cinq valeurs du Groupe – respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité, exigence d'intégrité –, ce Mémento développe pour EDF les principes d'action relatifs à l'entreprise et les lignes de conduite individuelle préconisées.

Le document, mis à jour fin 2007, est diffusé dans toutes les directions d'EDF. Il est remis individuellement par son responsable à chaque salarié et doit faire l'objet d'une action d'accompagnement et d'appropriation individuelle et collective. La désignation de correspondants éthique chargés de veiller à la diffusion du Mémento et au respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif éthique existant.

Les valeurs d'EDF servent de lignes directrices aux démarches éthiques des filiales, aux codes déontologiques développés dans les métiers et certains domaines ainsi que pour des processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés), les relations avec les fournisseurs et la sous-traitance (charte fournisseur, accords sociaux sur la sous-traitance), et également pour l'évaluation des performances individuelles et collectives (entretien individuel, critères d'intéressement).

Depuis 2008, la création d'un Comité de Développement durable Groupe composé des responsables du développement durable de différentes filiales telles que EDF Energy, EDF Demasz, les filiales du groupe EDF en Pologne, EnBW et Edison, permet de mettre en cohérence les démarches éthiques.

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004 sur le périmètre d'EDF, reconnaît à tout salarié, comme à tout partenaire externe et à tout client, un droit d'interpellation, confidentiel mais non anonyme, sur la manière dont l'entreprise respecte ses engagements éthiques, dans ses actions comme dans le comportement de ses salariés. La consultation du Délégué à l'éthique et à la déontologie est réalisée pour l'essentiel à travers une messagerie éthique sécurisée. Par ailleurs, depuis 2008, dans le cadre du renforcement de la démarche éthique, un numéro d'appel type N° Vert, anonyme et gratuit, a été mis en place pour permettre à tout salarié de témoigner auprès de conseillers externes, qualifiés en psychologie, de difficultés rencontrées dans sa vie au travail.

Le bilan d'activité du Délégué à l'éthique et à la déontologie, tant pour ce qui concerne le déploiement de la démarche éthique que le fonctionnement du dispositif d'alerte, est présenté chaque année au Comité d'éthique du Conseil d'administration. En 2010, le bilan de la démarche éthique au sein d'EDF et du Groupe a été intégré dans la revue managériale de responsabilité sociale.

2.1.5.2 Démarche qualité environnementale

Le groupe EDF s'est doté en 2009 d'une Politique Développement Durable concrétisée par la signature d'engagements communs par 15 dirigeants des principales sociétés du Groupe. Ces engagements donnent un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'expriment autour de trois enjeux :

- le changement climatique et la protection de la biodiversité,
- l'accès à l'énergie et la proximité territoriale,
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de ces engagements est animée par le Comité de Développement durable.

Ce comité tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conforme 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), plusieurs filiales françaises (dont les filiales régulées RTE EDF Transport et ERDF), ainsi que des filiales étrangères, dont EDF Energy. Par ailleurs, EnBW et Edison sont également certifiées ISO 14001 (mais non incluses actuellement dans le périmètre du certificat Groupe). Après un premier renouvellement obtenu en 2005, le deuxième renouvellement de ce certificat a été prononcé en 2008 par l'organisme certificateur indépendant DNV (Det Norske Veritas).

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe.

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 l'entreprise (directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues par chaque direction, réparties entre la direction et le Centre de Services Partagés Informatique et Télécommunications de la Direction des Services Partagés qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales, y compris régulées.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes, la gouvernance des SI étant assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- les décisions et arbitrages stratégiques sont soumis, selon leur nature et le périmètre concerné, à un des Comités d'EDF (cf. § 2.1.1),
- les autres décisions importantes 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), 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.

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2 ●● La politique de contrôle des risques

Les objectifs de la Politique de contrôle des risques sont de :
- permettre l'identification et la hiérarchisation des 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 d'EDF d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle,
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe,
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de gestion de ces risques.

La gestion des risques est de la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

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 distincte des fonctions de gestion des risques (complétée par des filières de contrôle spécifiques notamment pour les risques marchés financiers et marchés énergies – cf. § 2.3.1.1). Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques. Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et co-contrôlées (à l'exception de Dalkia International). 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.

Les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits au chapitre « Facteurs de risques » du document de référence.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit. Elle fait également l'objet d'échanges réguliers avec les états-majors des principales directions contributrices et les membres de la filière contrôle des risques.

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus : le contrôle interne et le programme d'audit qui doivent être adaptés aux risques identifiés, la Politique Assurances et sa mise en œuvre, la documentation financière (notamment le chapitre « Facteurs de risques » du document de référence), l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif – CECEG –, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG.

En complément, une Politique de gestion de crise, dont la dernière actualisation a été signée par le Président-Directeur Général en juin 2005, a été élaborée sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées. Elle consiste notamment :
- à s'assurer de l'existence de dispositifs de gestion de crise pertinents, au regard des risques encourus, dans chaque direction d'EDF participant à la gestion de la crise et dans les filiales contrôlées,
- à définir les modalités de coopération avec les filiales régulées et – *via* les directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées, en période de crise,
- à vérifier la cohérence d'ensemble.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et de capitaliser les retours d'expérience. 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 Politique de risques marchés énergies, formalisée par la décision du Président-Directeur Général du 9 décembre 2005, codifie la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Pour les filiales régulées et les filiales co-contrôlées, la Politique de risques marchés énergies et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés (Conseild'administration et Comité d'audit). 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 ; à noter qu'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'indépendance de la filière contrôle des risques marchés énergies, organisée en deux niveaux, les entités réalisant le contrôle opérationnel et le Département Risques Marchés Énergies Groupe de la DCRG 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. La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées avec le budget.

2.3.1.1.2 Contrôle des Risques Financiers

EDF a mis en place un département Contrôle des Risques Financiers, en charge du contrôle des risques de taux, de change, de liquidité et 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, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque,
- des missions de contrôle – méthodologie et organisation – sur les entités d'EDF et les filiales contrôlées,
- le contrôle opérationnel 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 le Directeur Finance et Investissements, le chef de la salle des marchés et le responsable du Contrôle des Risques Financiers, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Un comité *ad hoc* vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques éventuelles.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, le Département Contrôle des Risques Financiers (DCRF) est rattaché à la Direction Contrôle des Risques Groupe (DCRG). Ce département 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

Le Comité des engagements du Comité exécutif (CECEG) examine l'ensemble des engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment les projets d'investissement, les projets de cessions, les contrats long terme dont ceux relatifs au combustible nucléaire. Il valide, sauf cas particulier, tout projet d'un montant supérieur à 50 millions d'euros ou générant un chiffre d'affaires annuel supérieur à 100 millions d'euros. Les réunions du comité sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate (DCRG, DJ, DF, DAi…) afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur 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 et en particulier la valorisation des scénarios de stress.

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. Ces politiques touchent en particulier à la sécurité des systèmes d'information, au pilotage des projets SI, à la gestion des risques SI et au respect de la loi Informatique et Libertés.

Le retour d'expérience des travaux menés en 2009 a conduit à un enrichissement des bonnes pratiques, et à la simplification de la description des objets de maîtrise du guide de contrôle interne : 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) à trois niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des animateurs du contrôle interne SI, un réseau des correspondants risques et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information qui représentent les directions.

Le plan d'actions du contrôle interne SI intègre des retours d'expérience et des contrôles de deuxième niveau.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La Politique de Sécurité des Systèmes d'Information (SSI) du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du groupe EDF. Pour EDF et ERDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis au rythme mensuel par un comité de sécurité, présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les Responsables de Sécurité des Systèmes d'information des entités du périmètre. Les actions entreprises à l'issue des audits sécurité effectués par la DSI sont suivies par le Comité de Sécurité du SI (CSSI), comité stratégique créé en 2009, composé des membres du Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France pour les directions, et des représentants de la Direction de la Sécurité (DIRSEC) et de la DCRG.

Par ailleurs, le rapprochement avec les filiales a été poursuivi en 2010, notamment avec EDF Energy, dans le cadre de la mise en œuvre de synergies sur les infrastructures de sécurité. Une « intercomparaison sécurité » auprès des principales filiales d'EDF et ses principaux partenaires électriciens européens a été engagée en 2010.

2.3.1.2.3 L'administration et la surveillance des filiales

Toute société filiale ou en participation (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur, membre du Comité exécutif ou par son délégué. Celui-ci propose les administrateurs représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés, et leur adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs. Une actualisation de ces rattachements est validée chaque année par le Comité des cadres dirigeants.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction,
- 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 sociétés Filiales et Participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement,

- au respect du processus de désignation des administrateurs, préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la composition-cible, contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé…),
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (séminaire de formation initiale pour les nouveaux administrateurs avec l'appui de l'Université Groupe, information *via* le site internet de la communauté administrateurs, formation permanente *via* les ateliers administrateurs).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

EDF a également défini :
- une Politique santé-sécurité, signée par le Président-Directeur Général en octobre 2003,
- une Politique d'assurances, présentée une première fois au Conseil d'administration le 1er juillet 2004. Depuis cette date, il est présenté au Comité d'audit, en cas d'évolution significative, un point de situation de l'étendue et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou le transfert aux marchés financiers.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières

2.3.2.1 Comptes consolidés du groupe EDF

2.3.2.1.1 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF [1] sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB) et approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2010. 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.

2.3.2.1.2 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

La Politique de Contrôle Interne du domaine comptable d'EDF a été définie en 2007 par la Division Comptabilité Consolidation. Elle rappelle les objectifs de fiabilité et de conformité des informations comptables publiées, de préservation des actifs de prévention et de détection des fraudes. Elle concerne le pilotage de l'organisation comptable, les processus amont permettant d'alimenter la base des données comptables et le processus de production de l'information, d'arrêté comptable et de communication financière.

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés annuels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration et approuvés par l'Assemblée générale. Les comptes consolidés semestriels résumés sont présentés au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'un planning détaillé de tous les livrables attendus de chaque acteur concerné par la publication des états financiers, les analyses des comptes, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer chaque arrêté comptable semestriel et annuel, d'anticiper l'évolution de certains traitements et de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Des indicateurs sont suivis pour mesurer le respect des délais et la qualité des informations remontées. Une analyse *a posteriori* des conditions de réalisation permet d'améliorer régulièrement le processus de production et d'analyse des comptes consolidés.

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.

Le pilotage de la performance et le dialogue de gestion s'appuient sur des données produites selon les normes comptables Groupe, telles qu'elles sont mises en œuvre pour la publication des comptes consolidés.

2.3.2.1.3 Contrôle interne de la qualité de la comptabilité au sein du Groupe

Les politiques de contrôle interne comptables des sociétés du Groupe relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

2.3.2.2 Comptes d'EDF

2.3.2.2.1 Principes et normes comptables

Les comptes sociaux d'EDF sont établis conformément à la réglementation française. Les options compatibles avec les règles internationales sont privilégiées lorsque cela est possible.

Grâce à un réseau de correspondants au sein des directions opérationnelles, la traduction en comptabilité des nouvelles activités ainsi que les impacts de la transposition de nouvelles normes comptables ou nouveaux règlements sont assurés.

2.3.2.2.2 Procédure d'établissement et de contrôle des comptes

Depuis le 1er janvier 2009, 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

1. *Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (cf. Rapport financier 2010).*

gouvernance » fixent les responsabilités respectives des directions opérationnelles, des structures comptables opérationnelles et de la Division Comptabilité Consolidation.

Chaque direction opérationnelle 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.

En complément des comptes sociaux, conformément à la loi [1], EDF produit des comptes dissociés par domaine d'activité : production et distribution. Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissociation et les recommandations formulées par la CRE. À partir de la dissociation de l'activité production, EDF établit selon de nouveaux critères une dissociation de l'activité Fourniture (fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité – bénéficiant de nouvelles offres commerciales et fourniture aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité – restés aux tarifs réglementés et fourniture de gaz). Ces comptes sont présentés à la CRE après examen par les Commissaires aux comptes. Leurs règles d'établissement devront faire l'objet d'un avis du Conseil de la concurrence avant que la CRE ne se prononce sur leur validation.

2.3.2.3 Contrôle interne de la qualité de la comptabilité au sein d'EDF

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Le guide de contrôle interne du Groupe est constitué d'objets de maîtrise de domaine devant être mis en œuvre par l'ensemble des entités concernant la partie des processus transverses amont à la comptabilité (ventes, achats, frais de personnel, immobilisations, stocks, trésorerie, fiscalité et production comptable), ainsi que des objets de maîtrise de domaine devant être mis en œuvre par les structures en charge de la production comptable. En 2010, le guide a été enrichi d'un nouveau processus relevant du domaine Consolidation. À l'appui de ce guide, un référentiel de contrôle de la qualité comptable utilisé au sein d'EDF permet, par processus transverses de mesurer, *via* des indicateurs, la qualité des informations comptables produites. Il précise notamment les données à tester, les méthodes d'échantillonnage préconisées et le reporting à fournir. Ces éléments de mesure contribuent, pour le domaine comptable, à fiabiliser le résultat de l'auto-évaluation réalisée par les entités.

Les procédures de contrôle de la production comptable visent à vérifier en particulier :
- la séparation des tâches,
- l'exactitude et l'exhaustivité des enregistrements comptables,
- la correcte évaluation des actifs et des passifs, notamment par le niveau approprié des provisions pour dépréciation et des provisions pour risques,
- la justification régulière des comptes,
- le respect de la séparation des exercices,
- le respect des obligations légales,
- la sécurisation des processus,
- la réalisation des inventaires,
- la prise en compte exhaustive des opérations de centralisation.

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative au domaine comptable et financier, est établi à partir du cadre de référence AMF.

2.3.2.3.1 Actions de contrôle interne comptables menées en 2010

Compte tenu du développement des investissements industriels relatifs au parc de production électrique prévu entre 2007 et 2012 et en accompagnement des évolutions de normes et d'organisation, les actions de renforcement de la fiabilisation du processus comptable liés aux investissements et initiées en 2007 ont été poursuivies au cours de l'exercice 2010 notamment par des missions de contrôle interne réalisées par le Centre de Services Partagés Comptabilité.

2.3.2.3.2 Plan d'actions de contrôle interne comptable 2011

Le référentiel de contrôle interne du domaine comptable et financier sera mis à jour dans le cadre d'une démarche conjointe associant la comptabilité et l'audit interne.

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 1er juin 2007, 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,
- 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,
- 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,
- s'assurent que les détenteurs de délégations de pouvoir ont connaissance de la portée et des conséquences de leur délégation.

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 en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorités de Sûreté Nucléaire (ASN) en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis…).

1. *Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.*

Concernant EDF, on signalera l'existence des responsables et/ou entités suivants :

- 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), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN.

La loi du 28 juin 2006 et son décret d'application du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires imposent à l'entreprise 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. La première version du rapport, a été finalisée au mois de juin 2007 et actualisée en juin 2008 et 2009 ; le second rapport triennal a été finalisé en juin 2010. Ce rapport comprend un volet spécifique sur le contrôle interne.

Dans les autres domaines (comme par exemple 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.

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 (cf. § 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

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.

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 :

- **la communication financière :**
  depuis son entrée en bourse en 2005, EDF a établi des procédures de nature à 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 Comité de l'Information Financière dont les principales missions sont d'assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF ainsi que d'examiner et de valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière a été mis en place. La Direction Marchés et Investisseurs assure le secrétariat de ce comité qui comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, une charte de déontologie boursière a été élaborée, dont l'objectif est de sensibiliser aux obligations liées à la détention d'informations privilégiées et notamment rappeler les règles en matière de manquement et de délit d'initié et de prévoir des périodes au cours desquelles les dirigeants et 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,
- **la sensibilisation des cadres dirigeants :**
  un Intranet manager, EDF Demain, disponible pour les cadres dirigeants et cadres supérieurs d'EDF et d'ERDF permet la diffusion d'informations telles que décisions du Président, politiques en vigueur, référentiels de Groupe, dossiers d'actualité et éléments de langage sur ces dossiers.

2.5 Les activités de pilotage du contrôle interne

Les principales activités de pilotage mises en œuvre par la Direction de l'Audit sont de trois types :

- réalisation des audits triennaux de contrôle des dispositifs de contrôle (mobilisant environ 30 % des ressources de la DAi), et des différentes autres catégories d'audits corporate, (cf. § 2.1.3.3) intégrant la prise en compte des risques, des dysfonctionnements majeurs éventuels ou des recommandations externes (cf. § 2.1.7). Par ailleurs, toute suspicion significative de dysfonctionnement de processus ou de défaillance de contrôle interne peut conduire à la réalisation d'une mission d'audit spécifique, que ce soit dans le cadre du programme proposé par la DAi ou à la demande de la Direction (audit additionnel accéléré), et/ou de la mise en place des plans d'action correspondants,
- suivi de la mise en œuvre des recommandations de ces audits à travers un processus formalisé de clôture d'audit impliquant la ligne managériale et les animateurs de contrôle interne de chaque entité concernée (cf. § 2.1.3.3), ces derniers étant en charge de s'assurer du pilotage des contrôles et des plans d'action suite à audit au sein de chacune des entités de leur périmètre,
- fonctionnement d'une boucle de progrès et d'un retour d'expérience dont plusieurs composantes ont été décrites aux chapitres 2.1.2 et 2.1.3.3, à savoir :
  – des synthèses semestrielles de la DAi (cf. § 2.1.3.3),
  – des points semestriels réalisés entre la DAi et chaque responsable managérial au cours desquels une analyse est partagée sur le dispositif de contrôle interne, mais également sur l'avancement des plans d'action des audits antérieurs, ainsi que sur les programmes d'audit futurs, ce qui permet de renforcer le lien entre les audits, les risques et les actions de contrôle interne,
  – une action volontariste sous pilotage de la DAi en lien avec les entités opérationnelles et fonctionnelles concernées, pour résorber les points faibles constatés dans le déploiement de la Politique de Contrôle Interne, repérés sur la base des auto-évaluations managériales,
  – une mise à niveau régulière des outils et référentiels (cf. § 2.1.2),
  – des réunions périodiques bimestrielles du réseau des animateurs de contrôle interne (60 personnes environ) qui permettent notamment des étalonnages et des échanges de bonnes pratiques, ainsi que des réflexions et propositions émanant de groupes de travail dédiés,
  – des réunions périodiques des responsables d'équipes d'audit des directions opérationnelles (production, commerce…) permettant notamment de coordonner l'élaboration et la mise en œuvre des programmes d'audit et les pratiques professionnelles (cf. § 2.1.3.3), un audit externe périodique des compétences et processus mis en œuvre par la DAi dans le cadre de ces différentes missions.

3 Dynamique d'évolution

Les nombreuses démarches mises en place ces dernières années ont permis de clarifier et de renforcer les procédures de contrôle interne et d'obtenir un niveau de déploiement satisfaisant dans les différentes entités opérationnelles du Groupe sur la base des processus décrits dans le présent rapport.

Ce déploiement sera poursuivi dans les entités fonctionnelles et les entités opérationnelles nouvellement créées. Par ailleurs, dans le cadre du suivi de l'efficacité, les actions *ad hoc* seront poursuivies pour les entités déjà intégrées dans le dispositif depuis 2006, afin de pérenniser les dispositifs de contrôle interne au sein des systèmes de management existants.

Ce rapport élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit a été examiné successivement par le Secrétaire Général du Groupe (31 janvier 2011), le Comité de l'Information Financière (4 février 2011), le Comité d'audit (10 février 2011) et été approuvé par le Conseil d'administration du 14 février 2011.

Paris le 14 février 2011

Le Président-Directeur Général d'EDF
Henri PROGLIO

B•• Annexe

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 de la Société Électricité de France SA

Exercice clos le 31 décembre 2010

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA 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 2010.

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 14 février 2011.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Alain Pons	Patrick E. Suissa

C•• Annexe

INFORMATIONS RENDUES PUBLIQUES PAR LE GROUPE EDF durant les douze derniers mois

DOCUMENT ANNUEL ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE 222-7 DU RÈGLEMENT GÉNÉRAL DE L'AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS

En application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF, le tableau suivant présente la liste de toutes les informations rendues publiques par EDF depuis le 1er janvier 2010 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers.

Informations publiées par EDF et accessibles sur les sites Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org) et/ou d'EDF (www.edf.fr)

05/01/2010 – EDF, EnBW et E.ON ont conclu les accords définitifs sur des échanges de droit de tirage et d'actifs de production électrique. EDF et Charbonnages de France ont finalisé la cession à E.ON de leur participation dans la SNET

06/01/2010 – EDF Énergies Nouvelles met en service deux parcs éoliens totalisant 38 MW dans le sud de la France

15/01/2010 – Séisme en Haïti : le groupe EDF se mobilise pour venir en aide aux populations sinistrées

19/01/2010 – Expérimentation à la Réunion de véhicules électriques

22/01/2010 – EDF : émission obligataire de 2,25 milliards de dollars

26/01/2010 – Formation et compétences : EDF annonce le lancement d'une négociation nationale et la création du 1er campus EDF

29/01/2010 – Lancement de l'appel à candidature pour la 2e édition du prix Fem'Energia d'EDF en partenariat avec WIN France

04/02/2010 – Nominations EDF

05/02/2010 – Accord entre AREVA et EDF sur la gestion des combustibles nucléaires usés

08/02/2010 – Henri Proglio nouveau membre du conseil d'administration d'Edison et Président-Directeur Général de Transalpina

08/02/2010 – Edison - résultats annuels 2009

10/02/2010 – EDF Énergies Nouvelles : des résultats annuels 2009 en forte hausse et supérieurs aux objectifs

11/02/2010 – EDF : des résultats solides malgré une année difficile en France. Une amélioration attendue des performances opérationnelles en 2010

12/02/2010 – Le groupe EDF et l'électricien néerlandais DELTA inaugurent la centrale thermique à cycle combiné gaz de SLOE aux Pays-Bas

15/02/2010 – Patrick DEVEDJIAN, Ministre chargé de la Mise en œuvre du plan de relance, s'est rendu au Centre nucléaire de production d'électricité de Nogent-sur-Seine (10), aux côtés de Monsieur Henri PROGLIO, Président-Directeur Général d'EDF

18/02/2010 – EDF SA : mesures salariales 2010

02/03/2010 – Fenice, filiale du groupe EDF, et l'électricien russe Inter Rao créent une société commune dans le domaine de l'efficacité énergétique

08/03/2010 – EDF et Total signent un accord dans le cadre du projet de terminal méthanier de Dunkerque

10/03/2010 – Corse : rétablissement de l'électricité pour 80 % des foyers affectés par les événements climatiques

11/03/2010 – Corse (situation à 11h00) : 95 % des clients rétablis en Haute-Corse en moins de 48 heures

11/03/2010 – Corse (situation à 18h30) : la totalité des clients rétablis en Corse 48 heures après le début des intempéries

22/03/2010 – Renault Trucks et EDF signent un partenariat pour développer l'usage des camions et utilitaires électriques pour le transport de marchandises en ville

25/03/2010 – Le contrat de partenariat entre EDF et EXELTIUM démarrera le 1er mai 2010

30/03/2010 – Dans le cadre de la semaine du Développement Durable, EDF et le réseau Envie poursuivent leur partenariat autour de la sensibilisation du grand public aux économies d'énergie

08/04/2010 – Nominations au Comité de direction du groupe EDF

09/04/2010 – EDF, Enel et Ansaldo Energia (groupe Finmeccanica) signent un accord de partenariat pour le développement de l'énergie nucléaire en Italie

13/04/2010 – L'Alliance Renault-Nissan et EDF confirment un projet d'expérimentation de véhicules électriques dans les Yvelines soutenu par le fonds démonstrateur géré par l'ADEME

15/04/2010 – Médiation sociale - EDF et l'Union Nationale des PIMMS renouvellent et renforcent leur partenariat pour faciliter l'accès aux services publics sur l'ensemble du territoire

16/04/2010 – Le Conseil d'administration du groupe EDF s'est réuni le 16 avril 2010 sous la présidence d'Henri Proglio

21/04/2010 – EDF réalise une émission obligataire sur 20 ans de 1,5 milliard d'euros

22/04/2010 – Insertion professionnelle et sociale des jeunes - Partenariat entre EDF et le Réseau des Écoles de la 2e Chance en France

27/04/2010 – Nouvelle étape vers la mobilité durable : lancement d'une démonstration de véhicules hybrides rechargeables à Strasbourg

27/04/2010 – EDF et les actionnaires publics de SPE-Luminus signent une nouvelle convention de partenariat

29/04/2010 – *EnBW AGM: EnBW strengthens its generating position and grows at home and abroad*

29/04/2010 – EDF Énergies Nouvelles : un chiffre d'affaires du premier trimestre 2010 de 248,3 millions d'euros

29/04/2010 – EDF consolide sa présence en Chine en signant deux accords avec ses partenaires nucléaires chinois

30/04/2010 – *Edison : 1st Quarter Results of 2010*

04/05/2010 – La nouvelle boutique Bleu Ciel d'EDF d'Opéra : 1er exemple de boutique entièrement accessible à tous à Paris

05/05/2010 – Nomination

11/05/2010 – Information financière trimestrielle

12/05/2010 – Laos : mise en service de la centrale hydroélectrique de Nam Theun 2, construite par EDF pour NTPC

17/05/2010 – EDF Énergies Nouvelles reprend la réalisation du projet éolien de Lakefield

25/05/2010 – L'ADEME sélectionne le projet d'EDF et d'Alstom de démonstrateur de recherche de captage de CO_2 sur la centrale thermique du Havre

01/06/2010 – EDF va racheter les parts des actionnaires sortants de SPE-Luminus et portera ainsi sa participation dans l'énergéticien belge à 63,5 %

02/06/2010 – Le lancement du site France d'EDF, edf.fr, achève la refonte de la plate-forme web du groupe EDF

19/06/2010 – GAZPROM, ENI et EDF signent un accord de partenariat sur le projet South Stream

19/06/2010 – Rosatom et EDF signent un accord de coopération

23/06/2010 – EDF, 1er producteur européen d'énergies renouvelables, s'engage pour le développement d'une hydroélectricité durable

30/06/2010 – EDF confirme son engagement aux côtés de la FFSA jusqu'en 2012

06/07/2010 – Nominations au sein de la Direction Financière du groupe EDF

09/07/2010 – EDF renforce son engagement en faveur des énergies renouvelables et de l'innovation à La Réunion

09/07/2010 – BMW France et ses partenaires EDF, Veolia Environnement et l'INRETS donnent le coup d'envoi de l'expérimentation de MINI électriques à Paris dès l'automne

21/07/2010 – RTE EDF Transport Précisions concernant l'évolution de la participation d'EDF dans le RTE à la suite de rumeurs de marché

28/07/2010 – EDF Énergies Nouvelles : Résultats semestriels 2010

30/07/2010 – EDF : Résultats semestriels 2010

12/08/2010 – Un mouvement tarifaire qui pérennise la compétitivité du prix de l'électricité française

31/08/2010 – *Increases in distribution and transmission costs lead EDF Energy to review its electricity prices*

01/09/2010 – SPE-Luminus intègre les activités commerciales d'EDF Belgium

07/09/2010 – Le Conseil d'administration du groupe EDF approuve la cession des réseaux de distribution d'électricité britannique au groupe Cheung Kong

13/09/2010 – Henri Proglio, Président-Directeur Général d'EDF, signe avec l'ensemble des organisations syndicales un accord novateur pour le développement des compétences (« Défi Formation »)

14/09/2010 – EDF : émission obligataire de 1 milliard de livres sterling sur 40 ans

20/09/2010 – Tarif de Première Nécessité pour l'électricité – EDF plaide pour une simplification des modalités d'accès

21/09/2010 – Trois lauréats récompensés au concours d'Architecture Bas Carbone 2010 d'EDF

01/10/2010 – PSA Peugeot Citroën et EDF s'associent pour accompagner les clients particuliers, entreprises et collectivités territoriales qui souhaitent adopter le véhicule électrique

01/10/2010 – Mondial de l'Automobile : EDF confirme son ambition en matière de mobilité électrique à travers une politique de partenariat active et la proposition de solutions de recharge simples, compétitives et sécurisées

01/10/2010 – Le BMW Group et EDF confirment leur partenariat dans la mobilité électrique

01/10/2010 – EDF et l'Alliance Renault-Nissan renforcent leur partenariat pour la mobilité électrique

14/10/2010 – EDF Énergies Nouvelles met en service un parc éolien de 79,2 MW en Turquie

15/10/2010 – EDF écrit à Constellation Energy

18/10/2010 – Changement d'administrateur au Conseil de Constellation Energy Group (« Constellation »)

27/10/2010 – Signature d'un accord entre EDF et Constellation Energy

28/10/2010 – Chiffre d'affaires des 9 premiers mois 2010 : 963,1 millions d'euros

28/10/2010 – EDF : opération de rachat obligataire

29/10/2010 – EDF finalise la cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques au groupe Cheung Kong

03/11/2010 – EDF et DELTA signent un accord de coopération pour étudier la faisabilité d'une éventuelle nouvelle centrale nucléaire aux Pays-Bas

04/11/2010 – EDF lance « *Energy TaskForce* », le 1er *Serious Game* paneuropéen du secteur de l'énergie

04/11/2010 – Clôture de l'opération de rachat obligataire, nouvelle émission de 1,5 milliard d'euros à 15 et 30 ans

15/11/2010 – Information financière trimestrielle - EDF : Chiffre d'affaires des 9 premiers mois 2010

16/11/2010 – EDF accompagne l'association Unis-Cité dans son programme de sensibilisation aux éco-gestes

18/11/2010 – EDF : une réorganisation de la Direction Générale qui donne priorité aux synergies métiers

24/11/2010 – EDF et le Secours Catholique s'allient contre la précarité énergétique

30/11/2010 – EDF : distribution d'un acompte sur dividende de 0,57 € par action pour l'exercice 2010

01/12/2010 – La décision de transfert du cœur de sa R&D à Paris-Saclay accompagne la nouvelle ambition d'EDF en matière d'innovation

01/12/2010 – Vague de froid : EDF mobilise tous ses moyens de production disponibles et l'ensemble de ses équipes

03/12/2010 – Accord entre AREVA et EDF sur Eurodif

06/12/2010 – Le groupe EDF accepte l'offre du Land de Bade-Wurtemberg pour le rachat de la participation d'EDF International dans EnBW

09/12/2010 – Laos : inauguration du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, construit par EDF pour NTPC

13/12/2010 – EDF se réjouit de la nomination d'Éric Molinié, Directeur adjoint au Développement durable d'EDF, à la Présidence de la Halde

17/12/2010 – Conclusion d'un accord de coopération entre l'État du Sénégal et EDF

17/12/2010 – Le groupe EDF annonce des extensions de durée d'exploitation pour deux de ses centrales nucléaires au Royaume-Uni à l'occasion d'une réunion dédiée aux investisseurs à Londres

20/12/2010 – Précisions d'EDF en réponse aux déclarations de Gérard Mestrallet dans *La Tribune* du 20 décembre 2010

23/12/2010 – Communiqué de presse ERDF : la modernisation de réseau est une priorité pour ERDF

03/01/2011 – EDF annonce l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés à la couverture des charges nucléaires

06/01/2011 – EDF Énergies Nouvelles met en service un parc éolien de 20,7 MW en France

10/01/2011 – Production nucléaire : 100 % des réacteurs d'EDF raccordés au réseau

14/01/2011 – *Edison: Board of directors approved 2011 budget*

17/01/2011 – Bilan solaire EDF Énergies Nouvelles au 31 décembre 2010

19/01/2011 – *Edison: Deferment of Board of Directors on 2010 annual financial statements*

08/02/2011 – EDF Énergies Nouvelles monte au capital du consortium canadien Saint-Laurent Énergies

09/02/2011 – EDF Énergies Nouvelles : une excellente performance et des résultats annuels 2010 supérieurs aux objectifs

15/02/2011 – Résultats annuels 2010 : amélioration de la performance industrielle, des provisions exceptionnelles, une flexibilité financière retrouvée.

17/02/2011 – EDF : finalisation de la cession d'EnBW

17/02/2011 – EDF déclare à l'Autorité de sûreté nucléaire une anomalie générique pour un défaut sur les coussinets de groupes électrogènes de secours

02/03/2011 – EDF et ESKOM signent un protocole d'accord pour la création d'un institut de formation en Afrique du Sud dans le domaine de l'énergie

02/03/2011 – EDF, qui recrutera 4 600 personnes en 2011 en France, confirme sa dynamique de recrutement.

14/03/2011 – Pacte d'actionnaire d'Edison : position d'EDF

15/03/2011 – Annonce d'A2A, Delmi et EDF sur le pacte d'actionnaires relatif à Edison et Transalpinia di Energia (TdE)

18/03/2011 – Le GIE Intra envoie des robots et du matérial spécialisé pour assister le Japon

23/03/2011 – Démenti EDF

01/04/2011 – EDF propose 6 candidats aux postes d'administrateurs d'Edison

05/04/2011 – EDF Énergies Nouvelles conteste la décision de Northern States Power d'annuler le projet éolien de Merricourt

08/04/2011 – Le groupe EDF lance une offre d'achat et d'échange sur EDF Énergies Nouvelles

Informations déposées par EDF auprès du Greffe du Tribunal de commerce de Paris (date d'enregistrement par le Greffe)

Extrait du procès-verbal de l'Assemblée générale du 5 novembre 2009 (date : 26/02/2010)

Statuts mis à jour le 21 janvier 2010 (date : 26/02/2010)

Extraits du procès-verbal du conseil d'administration du 21 janvier 2010 (date : 26/02/2010)

Extraits du procès-verbal du conseil d'administration du 23 novembre 2009 (date : 26/02/2010)

Extraits du procès-verbal du conseil d'administration du 8 décembre 2009 (date : 26/02/2010)

Statuts mis à jour le 5 novembre 2009 (date : 26/02/2010)

Extraits du procès-verbal du conseil d'administration du 18 octobre 2010 (date : 07/03/2011)

Informations publiées par EDF dans le Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO) et accessibles sur le site Internet du BALO (www.journal-officiel.gouv.fr/balo)

Avis de réunion valant avis de convocation à l'Assemblée générale du 18 mai 2010 (date : 8/03/2010)

Comptes annuels et consolidés définitifs de l'exercice 2009 (date : 02/07/2010)

Avis de réunion à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 (date : 07/03/2011)

Informations publiées par EDF à l'étranger

Résultats annuels consolidés 2009. (Support : presse quotidienne internationale. Date : 16 au 18/02/2010)

Publicité financière

Résultats annuels consolidés 2009. (Support : Site Internet du Groupe EDF, Conférence de presse, Conférence analystes, Presse quotidienne nationale, Sites financiers (www.edf.fr). Date : 11/02/2010)

Comptes consolidés au 31 décembre 2009. (Support : Site Internet du Groupe EDF (ww.edf.fr). Date : 12/02/2010)

Résultats semestriels consolidés 2010. (Support : Site Internet du Groupe EDF (www.edf.fr), Conférence de presse, Conférence analystes, Presse quotidienne nationale, Sites financiers. Date : 31/07/2010)

Résultats annuels consolidés 2010. (Support : Site Internet du Groupe EDF (www.edf.fr), Conférence de presse, Conférence analystes, Presse quotidienne nationale, Sites financiers. Date : 15/02/2011)

Comptes consolidés au 31 décembre 2010. (Support : Site Internet du Groupe EDF (www.edf.fr). Date : 15/02/2011)

Informations mises à la disposition des actionnaires d'EDF dans le cadre de la tenue de ses assemblées générales (sur le site internet d'EDF ou sur demande)

Le guide de l'actionnaire. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Le guide de l'Assemblée générale. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Rapport de gestion. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Rapport des CAC. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Le rapport annuel et développement durable. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Bilan social. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Document de référence 2009. (Date : Assemblée générale du 18 mai 2010)

Document accessible sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org)

Document de référence 2009 (date : 08/04/2010)

Prospectus de base (date : 20/04/2010)

Supplément au prospectus de base (date : 13/07/2010)

Supplément au prospectus de base (date : 08/09/2010)

D•• Annexe

RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 450

Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010

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'attachait 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

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration :

Accord définitif 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 les deux contrats suivants :

- « l'Accord Traitement-Recyclage EDF-AREVA », qui (i) précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012, y compris le versement par EDF d'une avance en tête de 120 millions d'euros remboursable au 31 décembre 2012, et (ii) fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures ;

- 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 de La Hague », qui formalise, notamment, le caractère libératoire de la soulte à verser par EDF au titre de la Reprise et du Conditionnement des Déchets anciens (RCD) et de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de la Hague pour 2,3 milliards d'euros, aux conditions économiques du 31 décembre 2007 et selon un échéancier fixé par les deux entreprises en date du 6 juillet 2009, dont le solde restant dû par votre Société, après paiement du troisième terme de 633 millions d'euros hors taxes le 6 juillet 2010, s'élève à 776 millions d'euros taxes comprises au 31 décembre 2010.

Ces conventions ont fait l'objet d'une autorisation préalable par votre Conseil d'administration au cours de sa séance du 12 juillet 2010.

Administrateurs concernés : Monsieur Bézard, membre du Conseil de surveillance d'AREVA et membre du Conseil d'administration d'EDF lors de l'autorisation de ces conventions et Monsieur Sellal, également membre du Conseil de surveillance d'AREVA.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale

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 :

Vente d'actions EDF réservées aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF

A la suite de la cession par l'Etat, en fin d'année 2007, d'une partie du capital d'EDF par voie de placement accéléré auprès d'investisseurs institutionnels, une offre d'actions de la société EDF par l'État réservée aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF a été mise en œuvre en septembre 2008.

Dans ce cadre, un protocole d'accord a été conclu le 23 octobre 2008 entre EDF, la République française et la banque BNP Paribas Securities Services, décrivant les modalités de paiement, d'attribution d'actions gratuites et de recouvrement d'impayés, le cas échéant.

A l'issue de cette offre, 3 266 541 actions ont été livrées aux différents souscripteurs le 30 octobre 2008 et votre Société a versé à l'Etat un montant de 137 millions d'euros en 2008 au titre de la première échéance de règlement due par les souscripteurs, de 32 millions d'euros en 2009 au titre de la seconde échéance de règlement et de 44 millions d'euros en 2010 au titre de la troisième échéance de règlement, les versements à percevoir par l'Etat français s'échelonnant jusqu'en octobre 2011.

Contrat de service public

L'Etat 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, afin 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 en 2010.

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 s'élèvent respectivement à 764 millions d'euros (dont 173 millions d'euros comptabilisés en 2010), 116 millions d'euros (dont 6 millions d'euros comptabilisés en 2010) et 212 millions d'euros, y compris 106 millions d'euros optionnels (dont 30 millions d'euros comptabilisés en 2010).

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 14 février 2011

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit Département de KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Alain Pons	Patrick E. Suissa

E●● Annexe

COMPTES SOCIAUX D'EDF SA ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

États financiers

Comptes de résultat 454

Bilans 456

Tableaux de flux de trésorerie 458

Annexes aux comptes annuels 461

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 509

●● Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2010		2009	
CHIFFRE D'AFFAIRES [1]	4		**40 906**		**38 895**
Production stockée			275		193
Production immobilisée			441		399
Subventions d'exploitation	5		2 615		2 672
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6		2 793		3 711
Transferts de charges			253		185
Autres produits d'exploitation	7		659		897
I – TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION			**47 942**		**46 952**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8		**31 420**		**30 156**
Achats consommés de combustibles		3 284		2 820	
Achats d'énergie		9 892		9 821	
Autres achats consommés de biens		996		1 107	
Achats de services		17 248		16 408	
Impôts, taxes et versements assimilés	9		**2 627**		**2 899**
Sur rémunérations		128		116	
Liés à l'énergie		1 556		1 301	
Autres		943		1 482	
Charges de personnel	10		**5 502**		**5 290**
Salaires et traitements		3 377		3 265	
Charges sociales		2 125		2 025	
Dotations d'exploitation			**3 592**		**3 673**
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	11	1 979		1 861	
Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation	12	13		47	
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	12	162		159	
Pour risques et charges : dotations aux provisions	12	1 438		1 606	
Autres charges d'exploitation	13		**1 108**		**1 008**
II – TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION			**44 249**		**43 026**
Résultat d'exploitation (I - II)			**3 693**		**3 926**
Opérations en commun					
III – Bénéfice attribué ou perte transférée			9		1
IV – Perte supportée ou bénéfice transféré			3		6
Produits financiers					
Produits financiers de participations			1 710		715
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé			358		814
Autres intérêts et produits assimilés			30		1 992
Reprises sur provisions et transferts de charges			925		2 484
Gains de change réalisés			2 755		4 223
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement			59		113
V – TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS			**5 837**		**10 341**

Comptes de résultat (suite)

(en millions d'euros)	Notes	2010		2009	
Dotations financières aux amortissements et provisions			3 102		2 371
Intérêts et charges assimilées			1 827		3 769
Pertes de change réalisées			2 697		4 058
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement			12		70
VI – TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES			**7 638**		**10 268**
Résultat financier (V - VI)	14		**(1 801)**		**73**
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)			**1 898**		**3 994**
Produits exceptionnels sur opérations en capital			538		1 668
Reprises sur provisions et transferts de charges			568		641
VII – TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS			**1 106**		**2 309**
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :			505		979
- Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		502		808	
- Autres		3		171	
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :			347		343
- Dotations aux provisions réglementées		189		186	
- Dotations aux amortissements et autres provisions		158		157	
VIII – TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES			**852**		**1 322**
Résultat exceptionnel (VII - VIII)	15		**254**		**987**
IX – IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	16		**660**		**401**
Total des produits (I + III + V + VII)			**54 894**		**59 603**
Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)			**53 402**		**55 023**
BÉNÉFICE OU PERTE			**1 492**		**4 580**

(1) Dont production en 2010 de biens à l'exportation pour 5 392 millions d'euros et de services à l'exportation pour 491 millions d'euros.

Bilans

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2010 Montants bruts	31/12/2010 Amortissements ou provisions	31/12/2010 Montants nets	31/12/2009 Montants nets
Immobilisations incorporelles	17, 18	**1 018**	**253**	**765**	**708**
Terrains		111	4	107	119
Constructions		9 084	5 939	3 145	3 137
Installations techniques, matériels et outillages industriels		56 812	38 607	18 205	18 002
Autres immobilisations corporelles		1 066	710	356	305
Immobilisations corporelles du domaine propre	17, 18	**67 073**	**45 260**	**21 813**	**21 563**
Terrains		37	-	37	36
Constructions		8 505	5 276	3 229	3 226
Installations techniques, matériels et outillages industriels		2 968	1 503	1 465	1 398
Autres immobilisations corporelles		11	10	1	1
Immobilisations corporelles du domaine concédé	17, 18	**11 521**	**6 789**	**4 732**	**4 661**
Travaux en cours		5 647	-	5 647	4 567
Avances et acomptes versés		1 208	-	1 208	1 066
Immobilisations corporelles en cours	17	**6 855**	**-**	**6 855**	**5 633**
Immobilisations incorporelles en cours	17	**892**	**-**	**892**	**739**
Participations et créances rattachées		51 135	928	50 207	45 581
Titres immobilisés		13 192	341	12 851	11 224
Prêts et autres immobilisations financières		4 409	-	4 409	9 207
Immobilisations financières	19, 20, 23	**68 736**	**1 269**	**67 467**	**66 012**
TOTAL I – ACTIF IMMOBILISÉ		**156 095**	**53 571**	**102 524**	**99 316**
Matières premières		7 603	12	7 591	7 146
Autres approvisionnements		726	153	573	577
En cours de production et autres stocks		10	-	10	16
Stocks et en-cours	22	**8 339**	**165**	**8 174**	**7 739**
Avances et acomptes versés sur commandes	23	**688**	**-**	**688**	**473**
Créances clients et comptes rattachés		12 582	245	12 337	11 038
Autres créances d'exploitation		6 038	4	6 034	6 088
Créances d'exploitation	23	**18 620**	**249**	**18 371**	**17 126**
Valeurs mobilières de placement	24, 25	10 016	2	10 014	5 261
Instruments de trésorerie	23	2 013	-	2 013	1 185
Disponibilités	25	1 576	-	1 576	2 206
Charges constatées d'avance	23	483	-	483	565
Autres actifs courants		**14 088**	**2**	**14 086**	**9 217**
TOTAL II – ACTIF CIRCULANT		**41 735**	**416**	**41 319**	**34 555**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**282**	**-**	**282**	**129**
Primes de remboursement des obligations (IV)		**256**	**43**	**213**	**165**
Écarts de conversion – Actif (V)	26	**110**	**-**	**110**	**66**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**198 478**	**54 030**	**144 448**	**134 231**

PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2010	31/12/2009
Capital		**924**	**924**
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 033	7 033
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – loi du 28/12/59		713	631
Réserve réglementée – loi du 29/12/76		16	16
Réserves diverses		**3 000**	**-**
Réserves réglementées			
Réserve légale		92	91
Report à nouveau		**4 917**	**5 450**
Résultat de l'exercice		**1 492**	**4 580**
Acomptes sur dividendes		**(1 054)**	**(1 002)**
Subventions d'investissement reçues		**127**	**86**
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30/12/1977)		15	17
Amortissements dérogatoires		6 719	6 910
Capitaux propres	27	**24 019**	**24 761**
Comptes spécifiques des concessions	28	**1 909**	**1 967**
TOTAL I – FONDS PROPRES		**25 928**	**26 728**
Provisions pour risques	29	**349**	**294**
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé		230	219
Aval du cycle nucléaire	30	15 360	15 030
Déconstruction et derniers cœurs	30	13 419	12 958
Avantages au personnel	31	10 267	9 695
Autres charges	32	749	1 347
TOTAL II – PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		**40 374**	**39 543**
Emprunts obligataires et autres emprunts		37 859	32 902
Avances sur consommation reçues		134	149
Autres dettes		1 385	1 324
Dettes financières	33, 34	**39 378**	**34 375**
Avances et acomptes reçus	33	**4 873**	**4 281**
Fournisseurs et comptes rattachés		8 958	9 645
Dettes fiscales et sociales		5 335	5 041
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 423	1 498
Autres dettes		11 497	8 221
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	33	**27 213**	**24 405**
Instruments de trésorerie	33	**1 259**	**1 314**
Produits constatés d'avance	33	**5 244**	**3 400**
TOTAL III – DETTES		**77 967**	**67 775**
Écarts de conversion – Passif (IV)	26	**179**	**185**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**144 448**	**134 231**

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		31/12/2010	31/12/2009
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôt		2 152	4 981
Amortissements et provisions		2 747	(522)
Plus- ou moins-values de cessions		(31)	(649)
Élimination des produits et charges financières		(329)	83
Variation du besoin en fonds de roulement		137	(726)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		**4 676**	**3 167**
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus		589	196
Impôts sur le résultat payés		(1 128)	573
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**(A)**	**4 137**	**3 936**
Opérations d'investissements			
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(3 939)	(3 529)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		49	55
Variation d'actifs financiers		(6 311)	(10 994)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(B)**	**(10 201)**	**(14 468)**
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		7 978	25 570
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(3 256)	(13 369)
Dividendes versés		(2 163)	(1 228)
Participations reçues sur les ouvrages en concession		16	13
Subventions d'investissement reçues		40	41
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(C)**	**2 615**	**11 027**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A) + (B) + (C)**	**(3 449)**	**495**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture *		**895**	**360**
Incidence des variations de change		(8)	7
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents		41	33
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *		**(2 521)**	**895**

** 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 dans la note 25.*

Sommaire

Note 1 Principes et méthodes comptables 461
- 1.1 Référentiel comptable 461
- 1.2 Estimations de la Direction 461
- 1.3 Chiffre d'affaires 461
- 1.4 Immobilisations incorporelles 462
- 1.5 Immobilisations corporelles 462
- 1.6 Dépréciation des actifs à long terme 463
- 1.7 Immobilisations financières 463
- 1.8 Stocks et en-cours 464
- 1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 465
- 1.10 Comptes de régularisation 465
- 1.11 Conversions des dettes et créances en devises 465
- 1.12 Provisions réglementées 466
- 1.13 Comptes spécifiques des concessions 466
- 1.14 Provisions pour risques et charges 467
- 1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel 468
- 1.16 Instruments dérivés 469
- 1.17 Contrats de matières premières 470
- 1.18 Actions gratuites 470

Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes 470
- 2.1 Concessions de Forces Hydrauliques 470
- 2.2 Application de la loi du 9 novembre 2010 reportant l'âge de départ à la retraite 470
- 2.3 Loi NOME 471
- 2.4 Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM) 471
- 2.5 CSPE 471

Note 3 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 472
- 3.1 Émissions obligataires 472
- 3.2 Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 472
- 3.3 Exeltium 472
- 3.4 Prolongation de 10 ans d'un réacteur de la centrale de Tricastin 472
- 3.5 Affectation des titres RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés 473

Note 4 Chiffre d'affaires 473

Note 5 Subventions d'exploitation 473

Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation 474

Note 7 Autres produits d'exploitation 474

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 475

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 475

Note 10 Charges de personnel 475

Note 11 Dotations aux amortissements 476

Note 12 Dotations aux provisions 476

Note 13 Autres charges d'exploitation 476

Note 14 Résultat financier 477

Note 15 Résultat exceptionnel 477

Note 16 Impôts sur les bénéfices 478
- 16.1 Groupe fiscal 478
- 16.2 Impôt sur les sociétés 478
- 16.3 Situation fiscale différée ou latente 479

Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 480

Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles 481

Note 19 Actifs dédiés 481
- 19.1 Réglementation 481
- 19.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 482
- 19.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 483

Note 20 Immobilisations financières 483
- 20.1 Variations des immobilisations financières 483
- 20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 484
- 20.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 485
- 20.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 485
- 20.5 Variations des actions propres 485

Note 21 Informations concernant les entreprises liées 486
- 21.1 Relations avec les filiales 486
- 21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 486

Note 22 Stocks et en-cours 487

Note 23 Créances 488

Note 24 Valeurs mobilières de placement 488

Note 25 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 489

Note 26 Écarts de conversion actif et passif 489

Note 27 Variation des capitaux propres 490

Note 28 Comptes spécifiques des concessions 491

Note 29 Provisions pour risques et passifs éventuels 491
Note 30 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction 492
30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire 492
30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs 493
30.3 Taux utilisé pour les provisions 495
Note 31 Avantages du personnel 496
31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 496
31.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 496
31.3 Hypothèses actuarielles 497
31.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture 497
Note 32 Provisions pour autres charges 498
Note 33 Dettes 499
Note 34 Dettes financières 500
34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps de couverture 501
34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps de couverture 501
Note 35 Instruments financiers 502
35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 503
35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés 503
Note 36 Engagements et opérations non inscrites au bilan 504
36.1 Engagements hors bilan donnés 504
36.2 Engagements hors bilan reçus 506
36.3 Autres natures d'engagements 506
Note 37 Environnement 507
37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre 507
37.2 Certificats d'économies d'énergie 507
37.3 Fonds Carbone 508
Note 38 Rémunération des mandataires sociaux 508
Note 39 Événement postérieur à la clôture 508

Annexe aux comptes annuels

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, exerce des activités de production et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'outre-mer).

Note 1 - Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes annuels 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.

1.2 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 l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont l'évaluation des provisions nucléaires, des engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi, des quantités d'énergie livrées non relevées non facturées ainsi que l'évaluation de la provision au titre du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).

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. Ces dernières incluent principalement des prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals.

EDF constate les ventes quand :
- l'existence d'un contrat est acquise ;
- 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 le principe de 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

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de frais de développement, de réservation de capacité de stockage, et de quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation 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 ;
- sa capacité à évaluer, de façon fiable, les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

En application de l'ordonnance n° 2004-330 du 14 avril 2004, l'État affecte aux exploitants depuis le 1er janvier 2005, pour une période déterminée, une quantité fixe de quotas représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles à la valeur du marché constatée à la date d'inscription des quotas dans le fichier SERINGAS géré par la Caisse de Dépôt et Consignation. La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique « Autres dettes ».

Les immobilisations incorporelles, à l'exclusion des quotas d'émission de gaz à effet de serre, sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 ●● Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation :
- 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 ;
- la valeur réévaluée a été déterminée conformément à la loi du 28 décembre 1959 pour les immobilisations mises en service antérieurement au 1er janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1er janvier 1977.

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.

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs, confirmé par le règlement du Comité d'urgence n° 2005-H, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme d'une part, et de la provision pour derniers cœurs d'autre part.

À la date de mise en service, ces actifs, classés en immobilisations corporelles, sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie.

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.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles d'EDF sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.5.1 Domaine propre

Les immobilisations du domaine propre sont essentiellement constituées des installations nucléaires.

Dans le cas spécifique des centrales nucléaires en service, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :
- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, 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 selon la durée de vie résiduelle de la dernière tranche du palier auquel ces pièces sont destinées.

Une perte de valeur est constatée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

1.5.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :
- concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- concessions de Forces Hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

1.5.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM).

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Les contrats de concession relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992, négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

1.5.2.2 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. Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties 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.

1.5.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées pour la détermination de l'amortissement industriel sont les suivantes :

• Barrages hydroélectriques	75 ans
• Matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
• Centrales thermiques à flamme	30 à 45 ans
• Installations de production nucléaire	40 ans
• Installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.6 ●● Dépréciation des actifs à long terme

EDF apprécie à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire 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 effectué :
- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs 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 de trésorerie futurs actualisés ;
- 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.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 ●● Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition réévalué le cas échéant, pour les titres entrés en portefeuille avant le 1er janvier 1977, en substituant aux valeurs historiques les valeurs vénales à fin 1976 lorsque celles-ci étaient supérieures aux premières.

Les plus- ou moins-values de cession des titres immobilisés et titres de participation 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. Les titres concernés relèvent de l'article 39.1.5 du Code général des impôts. 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 provision pour 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'OPVCM 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, en application de l'avis n° 98-D du 17 décembre 1998 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité.

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 provisionnée 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 amenée 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 courts termes au travers de papier 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 les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que les dépenses qui ont été encourues pour amener les stocks à l'endroit et dans l'état où ils se trouvent. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

1.8.1 Matières et combustible nucléaire

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 combustible, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaire 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 charges financières engendrées par le financement du stock de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

EDF ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les sorties de stocks de combustible nucléaire sont évaluées selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages).

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. À chaque fin de campagne, un inventaire est réalisé sur la base de mesures neutroniques et donne lieu à correction du stock.

1.8.2 Autres combustibles

Les stocks « Autres combustibles » sont constitués de matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme.

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes.

1.8.3 Matières et matériel d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus dans le coût d'entrée.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les pièces de rechange de sécurité utilisées pour les centrales nucléaires nécessitant des délais, des exigences de fabrication et des conditions d'utilisation spécifiques sont enregistrées en immobilisations corporelles.

1.8.4 Gaz destiné au négoce

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achats directs et indirects, notamment le coût de transport.

La dépréciation du stock est déterminée en fonction de la valeur de réalisation nette soit le prix de vente futur.

1.9 ●● Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Une provision pour charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée est constituée pour faire face aux dépenses restant à engager.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur d'utilité 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 gains potentiels non comptabilisés.

Les plus- ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés et affectées à un plan sont également comptabilisées en valeurs mobilières de placement. À compter de la date de mise en œuvre de l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité, ces titres ne sont plus dépréciés en fonction de leur valeur de marché.

1.10 ●● Comptes de régularisation

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 font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 ●● Conversions des dettes et créances en devises

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 ●● Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de Forces Hydrauliques.

Constatations des passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI

Ces passifs sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :
- 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 sont constitués des rubriques suivantes :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement, assise en général sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre la valeur de remplacement ré-appréciée chaque année en date de clôture et la valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée d'utilité résiduelle des biens. 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.

L'évaluation des passifs des concessions est soumise à des aléas de coûts et de décaissements.

Constatation des 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 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- et depuis le 1er 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 1er 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.

1.14 ●● Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il existe une obligation actuelle vis-à-vis d'un tiers (juridique ou implicite) 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 éventuels changements d'estimations des provisions à long terme sont enregistrés conformément aux règlements CRC n° 2000-06 et Comité d'urgence n° 2005-H.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions, même si les sorties d'actifs sont étroitement liées aux événements ayant donné lieu aux provisions.

Lorsqu'il est attendu que tout ou partie de la dépense nécessaire à l'extinction d'une obligation, qui a fait l'objet d'une provision, sera remboursée par une autre partie, la créance est comptabilisée si et seulement si l'entreprise a la quasi-certitude de recevoir le remboursement.

Dans des cas extrêmement rares, 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. Les actifs et passifs éventuels ne sont pas comptabilisés.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- les pertes latentes de change ;
- les charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée pour faire face aux dépenses restant à engager ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie électrique ou de gaz :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie électrique évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer calculé par référence au coût de production nucléaire,
  - les pertes sur contrats de vente de gaz évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût d'approvisionnement.
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution ;
- 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 leur 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 coûts des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

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 futurs actualisés à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques spécifiques à la France.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Le changement d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis serait enregistré :

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas.

1.15 ●● Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

1.15.1 Modes 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 1er 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 de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi, pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :

- des 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 ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants, et prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- des 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 ;
- d'un taux d'actualisation fondé sur le taux à la clôture des obligations des entreprises de première catégorie, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et 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 comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.15.2 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1er janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraites correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

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 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution), les droits passés 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.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG 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 d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents 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 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 :** les indemnités de secours immédiat au décès 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 2 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 leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- **les autres avantages :** ils comprennent les indemnités compensatrices de 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 des IEG.

1.15.3 Engagements concernant les autres avantages long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :
- les rentes pour 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 d'invalidité et de prestations d'invalidité. 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.

1.16 Instruments dérivés

1.16.1 Instruments de change court terme

Les instruments dérivés court terme sont constitués :
- d'options de change ;
- de swaps de change ;
- et de contrats de change à terme.

Pour les instruments qualifiés de couverture, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

Sont concernés par ce traitement comptable les swaps de change en couverture des approvisionnements de combustible libellés en devises.

Les instruments non qualifiés de couverture sont évalués comme suit :
- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte ;
- les primes payées ou encaissées sur les options de change sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilans financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.16.2 Instruments de taux et de change long terme

L'un des principaux objectifs du cadre de gestion financière est de minimiser l'impact des risques de change et de taux sur les capitaux propres et le résultat. En matière de risque de change, l'endettement des entités (maison mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas d'opérations dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif est mise en place chaque fois que cela est possible.

Les instruments long terme sont constitués de swaps de taux et de swaps de devises.

Les dérivés affectés à une relation de couverture corrigent le résultat de change et la charge d'intérêts de la dette. 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.

En l'absence de mise en place d'une relation de couverture :
- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.17 ●● 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.

1.18 ●● Actions gratuites

Dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites aux salariés, une provision pour risques et charges, représentative de l'obligation de livrer les actions, serait constituée en fonction des services déjà rendus par le salarié. Elle serait évaluée sur la base :

- de l'estimation du nombre d'actions à remettre aux salariés ;
- du prix d'acquisition des actions déjà acquises, déduction faite de la dépréciation de ces actions éventuellement constatée ;
- du cours de bourse des actions restant à acquérir ou du cours d'achat à terme augmenté de la prime si l'entreprise est couverte par des achats d'options d'achat d'actions propres.

La constitution de cette provision devrait être réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions.

Cette provision doit être reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

Note 2 - Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

2.1 ●● Concessions de Forces Hydrauliques

Le ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, a rendu publique le 22 avril 2010 la liste des concessions hydroélectriques qui seront renouvelées d'ici 2015. Dix concessions regroupant une cinquantaine d'ouvrages et représentant une puissance de 5 300 MW (dont 4 350 MW produits par EDF) sont concernées. L'État a privilégié le regroupement d'ouvrages dans une même vallée, de façon à ce qu'un seul interlocuteur soit responsable de l'exploitation des ouvrages et de la satisfaction des besoins des différentes parties prenantes. Les concessionnaires concernés percevront des indemnités – qui restent à définir – en cas de rupture anticipée des concessions. De ce fait, aucun impact ne figure dans les comptes au 31 décembre 2010 à ce titre.

2.2 ●● Application de la loi du 9 novembre 2010 reportant l'âge de départ à la retraite

La loi du 9 novembre 2010 est venue modifier le régime général des retraites. Ainsi, sont relevés progressivement de deux ans l'âge d'ouverture des droits à retraite, l'âge d'annulation de la décote et la limite d'âge d'activité.

Du fait de l'adossement, intervenu en 2004, du régime spécial de retraite des Industries électriques et gazières (IEG) au régime général des retraites, ce relèvement de l'âge d'ouverture des droits du régime général vient modifier les droits repris par les régimes de droit commun pour EDF.

Ce texte de loi est transposé aux IEG par une modification du statut national du personnel qui précise le calendrier de relèvement progressif pour les IEG, puisque celui-ci ne prendra effet qu'à compter de 2017.

La principale mesure de cette réforme concernant l'âge de départ en retraite, c'est-à-dire une des hypothèses actuarielles prises en compte dans le calcul de l'engagement, il a été décidé de considérer cette réforme – ainsi que toutes les mesures comptabilisées en 2010 en lien avec la réforme – comme une modification d'hypothèses actuarielles.

2.3 ●● Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010 et publiée au Journal Officiel le 8 décembre. Ses décrets d'application sont attendus pour 2011. Cette loi a pour objectif la mise en place d'une nouvelle organisation du marché français de l'électricité qui concilie une forte régulation et un développement de la concurrence.

Elle prévoit la mise en place d'un accès régulé à l'électricité du parc nucléaire existant, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals en France métropolitaine et aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Ainsi, EDF cédera jusqu'à 100 TWh par an (environ 25 %) de l'électricité produite par les centrales du parc nucléaire historique à un prix régulé, le prix de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH). Ce système sera effectif pour une période de 15 ans, jusqu'au 31 décembre 2025.

La loi pérennise les tarifs réglementés pour les clients résidentiels et les petits consommateurs professionnels mais supprime les tarifs réglementés pour les entreprises à partir du 31 décembre 2015. Le TaRTAM disparaîtra à la mise en place effective du dispositif de l'ARENH.

Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) se substituent le 1er janvier 2011 aux actuelles Taxes Locales sur l'Électricité. Les TCFE sont assises sur la quantité d'électricité consommée et non plus proportionnelles au montant de la facture.

La loi autorise EDF à prolonger de 5 ans l'échéance de constitution des actifs dédiés au financement du démantèlement des installations nucléaires et de l'aval du cycle du combustible instaurée par la loi du 28 juin 2006. L'échéance est donc décalée de mi-2011 à mi-2016.

2.4 ●● Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), applicable de plein droit au consommateur final d'électricité qui choisit d'en bénéficier. Les fournisseurs qui – suite à cette demande – vont alimenter leurs clients au TaRTAM, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire. La loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008 a prévu une application du TaRTAM jusqu'en juin 2010.

La loi du 7 juin 2010 a prolongé le dispositif du TaRTAM de 6 mois jusqu'au 31 décembre 2010.

Par ailleurs, la loi NOME a prolongé le dispositif jusqu'à la mise en place effective de l'ARENH, attendue en 2011, pour laquelle des textes d'applications sont nécessaires.

Ces prolongations successives se traduisent dans les comptes au 31 décembre 2010 par une charge supplémentaire de 280 millions d'euros au titre de la compensation des fournisseurs d'électricité sur le deuxième semestre 2010 et par une provision de 121 millions d'euros au titre de 2011.

2.5 ●● 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 EDF. Elle est perçue directement par les commercialisateurs d'électricité, dont EDF, auprès du consommateur final et était fixée à 4,5 euros/MWh depuis 2004 et limitée à 7 % du tarif (soit 5,48 euros/MWh).

La loi de finances 2011 supprime le plafond légal de 5,48 euros/MWh et dispose que, lorsque le Gouvernement ne donne pas suite à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie, le montant proposé par celle-ci (12,9 euros/MWh en 2011) entrera automatiquement en vigueur le 1er janvier dans la limite d'une augmentation annuelle de 3 euros/MWh.

Ainsi, à compter du 1er janvier 2011, la CSPE est relevée à 7,5 euros/MWh.

Note 3 - Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2010 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

3.1 ●● Émissions obligataires

EDF a procédé sur l'année 2010 à l'émission de cinq emprunts à long terme pour un montant total de 4,6 milliards d'euros auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux dont un emprunt en euros de 1,5 milliard d'euros et quatre emprunts en devises pour 3,1 milliards d'euros.

Par ailleurs, EDF a lancé le 28 octobre 2010 une offre de rachat partiel en numéraire portant sur trois obligations, qui s'est clôturée avec plus de 31 % de rachat d'un sous-jacent global de 4,6 milliards d'euros. EDF a refinancé cette opération le 12 novembre avec une nouvelle émission obligataire en deux tranches de 750 millions d'euros chacune.

3.2 ●● Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Au cours du premier semestre 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal à la suite duquel l'État français a restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros relatif à l'Impôt sur les sociétés sur la partie utilisée des provisions pour renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général figurant en « Droits du concédant ».

3.3 ●● Exeltium

Le groupe EDF et Exeltium (une société qui réunit des industriels électro-intensifs) ont signé deux avenants au contrat de partenariat conclu en 2008, permettant le démarrage, au 1er mai 2010, des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat portant sur une livraison totale de l'ordre de 310 TWh répartie sur 24 ans.

Conformément à cet accord, Exeltium a réglé fin avril une première avance de 1,7 milliard d'euros, enregistrée en produits constatés d'avance.

3.4 ●● Prolongation de 10 ans d'un réacteur de la centrale de Tricastin

Conformément à la loi de juin 2006 sur la transparence en matière de sécurité nucléaire, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a transmis, le 4 novembre 2010, un avis sur le dossier remis par EDF six mois après la fin de la visite décennale du site de Tricastin, approuvant la poursuite d'exploitation de la première tranche 900 MW de la centrale pour 10 ans supplémentaires.

Le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Tricastin est ainsi le premier réacteur de 900 MW à franchir l'étape des 30 ans d'exploitation.

3.5 ●● Affectation des titres RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés

Suite au décret du 29 décembre 2010, EDF a procédé à l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport à son portefeuille d'actifs dédiés. Cette opération, approuvée par le Conseil d'administration le 14 décembre 2010, a bénéficié des autorisations administratives nécessaires. À l'issue de cette opération, RTE EDF Transport reste détenu à 100 % par EDF.

La valeur des titres affectés aux actifs dédiés représente 2,3 milliards d'euros au 31 décembre 2010. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE EDF Transport.

L'affectation de 50 % de ces titres permet à EDF de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité. Les actifs d'infrastructure tels que RTE EDF Transport présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions ou les obligations.

Note 4 - Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2010	2009
Ventes d'énergie [1]	38 902	37 014
Ventes de services et divers	2 004	1 881
CHIFFRE D'AFFAIRES	**40 906**	**38 895**

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires est en hausse de 5,2 % par rapport à celui de l'exercice 2009. Cette évolution résulte principalement d'un accroissement des ventes d'électricité en France reflétant notamment les augmentations des tarifs réglementés au 15 août 2009 et au 15 août 2010 et la hausse des volumes liée à un climat plus froid en 2010.

Note 5 - Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**2 615**	**2 672**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution, due par le consommateur final, est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations. Elle compense les surcoûts résultant des obligations d'achat, les surcoûts de la production dans les zones non interconnectées au réseau continental, les coûts des tarifs d'énergie « Produit de première nécessité » et les coûts du dispositif « Pauvreté et précarité ».

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 2 605 millions d'euros en 2010 contre 2 663 millions d'euros en 2009.

Note 6 - Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
Reprise de provisions pour risques	**110**	**124**
Pensions et obligations assimilées	789	755
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	2	1
Gestion du combustible nucléaire usé	599	725
Gestion à long terme des déchets radioactifs	157	140
Déconstruction des centrales	277	221
Derniers cœurs	10	-
Autres provisions pour charges [1]	658	1 577
Reprise de provisions pour charges	**2 492**	**3 419**
Reprise de provisions pour dépréciation	**191**	**168**
TOTAL	**2 793**	**3 711**

(1) Dont 501 millions d'euros en 2010 de reprise relative à la provision concernant le TaRTAM contre 1 351 millions d'euros en 2009.

Note 7 - Autres produits d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	**659**	**897**

Sont comptabilisés notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée et utilisés.

Note 8 - Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2010	2009
Achats consommés de combustibles	3 284	2 820
Achats d'énergie	9 892	9 821
Autres achats consommés de biens	996	1 107
Achats de services [1]	17 248	16 408
TOTAL	**31 420**	**30 156**

(1) Cette rubrique porte notamment les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF, qui intègrent l'augmentation du Tarif d'Utilisation du Réseau Public de distribution d'électricité (TURPE).

Note 9 - Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	2010	2009
Impôts et taxes sur rémunérations	128	116
Impôts et taxes liés à l'énergie (1) (2)	1 556	1 301
Taxes professionnelles (2)	-	909
Contribution Économique Territoriale (2)	429	-
Taxes foncières (2)	336	268
Autres impôts et taxes (2)	178	305
IMPÔTS ET TAXES	**2 627**	**2 899**

(1) Dans le cadre du TaRTAM, une contribution nette de 561 millions d'euros a été comptabilisée en 2010 contre 850 millions d'euros en 2009.

(2) En 2010, la taxe professionnelle a été remplacée par la Contribution Économique Territoriale. Cette réforme s'est accompagnée des mesures suivantes :
- *création d'une Imposition Forfaitaire sur les Réseaux (IFER) qui concerne, pour EDF, les installations de production d'énergie (nucléaire, thermique, éolienne et hydraulique) ainsi que les transformateurs ;*
- *augmentation des taxes sur les Installations Nucléaires de Base ;*
- *augmentation des taxes foncières suite à la suppression de la réduction d'un tiers de la valeur locative des centrales nucléaires.*

L'ensemble de ces nouvelles taxes et augmentations représente en 2010 une charge supérieure de 5 % à celle de la taxe professionnelle 2009.

Note 10 - Charges de personnel

Salaires et charges

(en millions d'euros)	2010	2009
Salaires et traitements	3 377	3 265
Charges sociales	2 125	2 025
CHARGES DE PERSONNEL	**5 502**	**5 290**

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base (SNB).

Effectifs moyens

	2010			2009
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	23 271	295	23 566	22 190
Exécutions, agents de maîtrise et techniciens	36 512	302	36 814	37 648
EFFECTIFS MOYENS	**59 783**	**597**	**60 380**	**59 837**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 - Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2010	2009
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	93	92
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles :		
- domaine propre	1 673	1 564
- domaine concédé [1]	189	191
Dotations aux amortissements des immobilisations	**1 955**	**1 847**
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	**24**	**14**
TOTAL	**1 979**	**1 861**

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions « Forces Hydrauliques » et des concessions « Distribution publique » des Systèmes Énergétiques Insulaires.

Note 12 - Dotations aux provisions

(en millions d'euros)	2010	2009
Provisions pour risques	**117**	**76**
Pensions et obligations assimilées	442	398
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	19	19
Gestion du combustible nucléaire usé	337	368
Gestion à long terme des déchets radioactifs	-	17
Déconstruction des centrales	71	79
Autres provisions pour charges [1]	452	649
Provisions pour charges	**1 321**	**1 530**
Provisions pour dépréciation	**175**	**206**
TOTAL	**1 613**	**1 812**

(1) Dont 173 millions d'euros de dotations en 2010 concernant le TaRTAM contre 501 millions d'euros en 2009.

Note 13 - Autres charges d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
Émissions de gaz à effet de serre	324	286
Autres charges d'exploitation	784	722
TOTAL	**1 108**	**1 008**

Note 14 - Résultat financier

(en millions d'euros)	2010	2009
Charges sur dettes financières long terme [1]	**(1 772)**	**(1 438)**
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]	**358**	**814**
Résultat de change	**58**	**165**
Autres produits et charges financiers	22	(296)
Dotations financières aux amortissements et provisions [3]	(3 102)	(2 371)
Produits financiers de participations [4]	1 710	715
Reprises de provisions et transferts de charges [5]	925	2 484
Autres produits et charges financiers	**(445)**	**532**
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 801)**	**73**

(1) L'augmentation des charges est liée à l'évolution des dettes financières détaillée en notes 33 et 34.

(2) La variation du poste est principalement liée à la diminution des intérêts de 343 millions d'euros sur le prêt (capitalisé en 2009) accordé à Lake Acquisitions (filiale détenue indirectement par EDF) afin de financer l'achat des titres British Energy.

(3) Ce poste comprend les charges d'actualisation relevant des provisions long terme (nucléaire et avantages du personnel).
Au 31 décembre 2010, un faisceau d'indicateurs de pertes de valeur et d'incertitudes sur l'Italie ont conduit EDF à constater des dotations aux provisions pour dépréciations des titres de ses filiales italiennes MNTC et Wagram 4 qui ont été estimées à 700 millions d'euros.

(4) En 2010, EDF International a versé 633 millions d'euros de dividendes sans équivalent en 2009.

(5) Ce poste comprend notamment les reprises de provisions sur les actifs dédiés pour 562 millions d'euros contre 793 millions d'euros en 2009, les reprises de provisions pour pertes de change pour 21 millions d'euros contre 505 millions d'euros en 2009.
En 2009, les provisions sur titres avaient fait l'objet de reprises à hauteur de 612 millions d'euros pour EDF International et 115 millions d'euros pour Italenergia Bis.

Note 15 - Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2010 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 254 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 191 millions d'euros ;
- les plus-values de cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 102 millions d'euros dont 69 millions d'euros dans le cadre de l'apport d'immeubles à Sofilo.

Au 31 décembre 2009 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 987 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- la cession pour un montant de 481 millions d'euros des droits de tirage de la centrale en participation Emosson à Alpiq en échange de titres de cette société puis cession de ces titres à EDF International ;
- la reprise des subventions perçues lors des constructions des ouvrages en concessions hydrauliques pour un montant de 80 millions d'euros consécutive à l'ajustement de la valeur du droit du concédant imposée par la loi sur l'eau du 31 décembre 2006 ;
- les plus-values de cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 25 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 179 millions d'euros ;
- les opérations liées à la livraison en août 2009 des actions gratuites dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites aux salariés initié en 2007 représentant une charge nette de 53 millions d'euros ;
- une plus-value de 265 millions d'euros suite aux cessions des titres EDF Belgium et SNET.

Note 16 - Impôts sur les bénéfices

16.1 ●● Groupe fiscal

Depuis le 1er 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 L. 223 A à L. 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2010 comprend 52 filiales dont : RTE EDF Transport, ERDF et EDF International.

16.2 ●● Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article L. 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'Impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle, des contributions additionnelles à l'Impôt sur les sociétés.

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 était 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.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 660 millions d'euros. EDF étant tête de groupe fiscal, cette charge se décompose comme suit :

- 614 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2010 ;
- 87 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (42) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- 1 million d'euros au titre notamment d'ajustements sur exercice antérieur.

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. Fin 2009, une proposition de rectification a été adressée à la Société sur la période vérifiée ; EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée. Parmi les sujets en cours de discussion figure la question de la déductibilité de la provision pour rentes Accidents du Travail/Maladies Professionnelles.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. À la clôture de l'exercice 2010, aucune proposition de rectification n'a été adressée par l'administration fiscale à EDF sur ces exercices. L'exercice 2007 est à présent prescrit et le contrôle sur l'exercice 2008 se poursuit.

16.3 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels :

- 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)	2010	2009	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
Provisions non déductibles [1]	(11 118)	(11 521)	403
Instruments financiers et écarts de conversion	(3 195)	(2 261)	(934)
Autres	(213)	(213)	-
Total base d'impôt actif au taux normal	**(14 526)**	**(13 995)**	**(531)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
Instruments financiers et écarts de conversion	2 534	2 827	(293)
Total base d'impôt passif au taux normal	**2 534**	**2 827**	**(293)**
- Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values	79	79	-
Total base passif d'impôt au taux réduit	**79**	**79**	**-**
Situation fiscale différée (en base)	**(11 913)**	**(11 089)**	**(824)**
Dette (créance) future d'impôt au taux de droit commun	(4 130)	(3 848)	(282)
Dette (créance) future d'impôt au taux réduit	1	1	-

(1) Concerne principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Note 17 - Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2010
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	377	131	48	460
Autres [1]	561	486	489	558
Sous-total	**938**	**617**	**537**	**1 018**
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains	124	4	17	111
Constructions et agencements de terrains	9 025	309	250	9 084
Tranches de production nucléaires	45 444	1 034	349	46 129
Matériel et outillage industriel hors réseau	9 513	563	67	10 009
Réseau du domaine propre	607	67	-	674
Autres immobilisations corporelles	993	123	50	1 066
Sous-total	**65 706**	**2 100**	**733**	**67 073**
Immobilisations corporelles du domaine concédé [2]				
Terrains	36	1	-	37
Constructions et agencements de terrains	8 410	120	25	8 505
Matériel et outillage industriel hors réseau	972	14	11	975
Réseau du domaine concédé	1 877	126	10	1 993
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Sous-total	**11 306**	**261**	**46**	**11 521**
Immobilisations en cours				
Immobilisations corporelles [3]	4 567	3 346	2 266	5 647
Immobilisations incorporelles	739	319	166	892
Avances et acomptes versés sur commandes	1 066	142	-	1 208
Sous-total	**6 372**	**3 807**	**2 432**	**7 747**
TOTAL GÉNÉRAL	**84 322**	**6 785**	**3 748**	**87 359**

(1) L'augmentation de 486 millions d'euros comprend 219 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des quotas de gaz à effet de serre en 2010 et la diminution de 489 millions d'euros comprend 288 millions d'euros liés à la restitution à l'État en 2010 des quotas 2009.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de Forces Hydrauliques.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements nucléaires des centrales existantes, la construction de la centrale EPR à Flamanville et la rénovation des centrales thermiques.

Note 18 - Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2010
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	167	82	48	201
Autres	63	11	22	52
Sous-total	**230**	**93**	**70**	**253**
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains et constructions	5 893	218	168	5 943
Tranches de production nucléaire	30 411	1 255	465	31 201
Matériel et outillage industriel hors réseau	6 882	302	65	7 119
Réseau du domaine propre	269	18	-	287
Autres immobilisations corporelles	688	71	49	710
Sous-total	**44 143**	**1 864**	**747**	**45 260**
Immobilisations corporelles du domaine concédé				
Terrains et constructions	5 184	115	23	5 276
Matériel et outillage industriel hors réseau	738	14	10	742
Réseau du domaine concédé	713	54	6	761
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Sous-total	**6 645**	**183**	**39**	**6 789**
TOTAL GÉNÉRAL	**51 018**	**2 140**	**856**	**52 302**

Note 19 - Actifs dédiés

19.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs, appelés actifs dédiés, à la couverture des provisions relatives aux charges de démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustibles usés 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 un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères, dont l'un sur le niveau des couvertures de passif au 29 juin 2011.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de la société RTE EDF Transport éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation de 50 % des titres de la société a été réalisée le 31 décembre 2010.

19.2 ●● Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions et, depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE EDF Transport.

19.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements constitués d'obligations gouvernementales est actuellement détenue et gérée directement par EDF.

L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF recherche la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit, historiquement et en nombre limité, de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés suivant une approche indicielle conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique, qui vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme, structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble.

19.2.2 Titres RTE EDF Transport

L'affectation des titres RTE EDF Transport a permis à EDF de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : cet actif d'infrastructure présente en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La société restant détenue par EDF à 100 %, les titres demeurent classés en titres de participation. La valeur des titres affectés aux actifs dédiés est de 2 324 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE EDF Transport.

19.2.3 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 2010 est la suivante :

	2010		2009	
(en millions d'euros)	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Juste valeur
Titres RTE EDF Transport	2 015	2 324	-	-
Participations	**2 015**	**2 324**	**-**	**-**
Titres actions	234	256	208	234
OPCVM	5 181	5 629	3 909	3 997
Actions	**5 415**	**5 885**	**4 117**	**4 231**
Titres obligataires	5 153	5 477	4 695	5 015
OPCVM	368	385	662	688
Obligations	**5 521**	**5 862**	**5 357**	**5 703**
Fonds communs de Placement réservés	**1 407**	**1 614**	**1 265**	**1 368**
OPCVM monétaires	**62**	**62**	**34**	**34**
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	**12 405**	**13 423**	**10 773**	**11 336**
Autres immobilisations financières	**12**	**12**	**-**	**-**
Valeurs mobilières de placement	**69**	**70**	**100**	**100**
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS	**14 501**	**15 829**	**10 873**	**11 436**

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

19.2.4 Évolution du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2010

Outre l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport, la dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2010 s'élève à 1 343 millions d'euros (1 902 millions d'euros en 2009).

Des retraits pour un montant de 362 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations concernées (302 millions d'euros en 2009).

19.3 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)	2010	2009
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 031	10 708
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	371	355
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME À COUVRIR	**17 910**	**17 407**

Note 20 - Immobilisations financières

20.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2010
Participations [1]	45 782	680	-	-	4 642	51 104
Créances rattachées aux participations	19	36	2	-	(22)	31
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	12 025	6 913	5 798	-	22	13 162
Autres titres immobilisés	34	94	98	-	-	30
Prêts	83	2	51	-	-	34
Prêts aux filiales [2]	9 007	1 865	2 026	34	(4 642)	4 238
Dépôts et cautionnements et autres	123	17	3	-	-	137
Total	**67 073**	**9 607**	**7 978**	**34**	**-**	**68 736**

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Dotations	Reprises	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2010
Provisions sur participations et créances rattachées [3]	(220)	(708)	-	-	-	(928)
Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés [4]	(835)	(68)	562	-	-	(341)
Provisions sur prêts et autres immobilisations	(6)	-	6	-	-	-
Total	**(1 061)**	**(776)**	**568**	**-**	**-**	**(1 269)**
VALEUR NETTE	**66 012**					**67 467**

(1) La variation de ce poste correspond, pour l'essentiel :
- *à l'augmentation de capital d'EDF International de 4 642 millions d'euros par compensation de créance (reclassement) ;*
- *à l'augmentation du capital de C3 pour 339 millions d'euros. Cette holding détient les titres d'EDF Investissements Groupe, société de financement des filiales du Groupe ;*
- *à l'augmentation du capital d'EDF Production Électrique Insulaire pour 180 millions d'euros dont 127 millions d'euros en numéraire et 53 millions d'euros en versement restant à effectuer ;*
- *à l'augmentation du capital de Sofilo pour 151 millions d'euros dont 61 millions d'euros d'apport en nature au capital social et 90 millions d'euros de réserve de prime d'apport. EDF a fait apport de 32 ensembles immobiliers dans le cadre de la restructuration du domaine immobilier du Groupe.*

(2) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2010 est de 4 238 millions d'euros, dont 1 914 millions d'euros pour RTE EDF Transport, 1 064 millions d'euros pour EDF International, 500 millions d'euros pour EDF Trading, 470 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles et 267 millions d'euros pour EDF Energy UK Ltd.

(3) Des dotations ont été enregistrées sur les titres MNTC pour 275 millions d'euros et sur les titres société holding Wagram 4 pour 425 millions d'euros.

(4) La variation nette de ce poste résulte notamment d'une reprise nette des provisions sur les actifs dédiés à hauteur de 517 millions d'euros.

20.2 ●● Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2010	% du capital détenus	Capitaux propres 2009	Résultat de l'exercice 2009	Dividendes reçus en 2010	Chiffres d'affaires 2009
I. Filiales							
*** Sociétés holdings**							
EDF Développement Environnement SA	1 268	-	100	1 539	53	-	4
EDF International	25 930	-	100	20 734	1 342	633	2
MNTC	2 095	275	100	2 265	26	42	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	285	-	100	105	ns	-	3
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 330	361	343	-
Société C3	7 727	-	100	7 502	124	109	-
Wagram 4	1 677	425	100	1 805	10	48	-
*** Sociétés immobilières**							
La Gérance Générale Foncière	472	-	100	375	18	18	21
Société Foncière Immobilière et de location (Sofilo)	1 088	-	100	752	51	48	131
*** Sociétés industrielles et commerciales**							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	11	ns	-	5
Richemont	152	152	100	11	2	-	1
Edenkia	ns	-	50	1	1	ns	18
Dalkia Investissement	200	-	50	246	22	11	11
RTE EDF Transport (1)	4 030	-	100	5 189	465	340	4 127
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	2 850	(45)	59	11 374
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	94	-	ns	25
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	34	ns	ns	9
Forces Motrices du Chatelôt	1	-	50	10	ns	ns	3
*** Sociétés et établissements financiers**							
Sapar Finance	3	-	100	2	1	1	9
*** Autres (GIE EIFER)**	**58**	**56**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL I	**49 656**	**922**	**-**	**-**	**-**	**1 652**	**-**

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) Dont 50 % des titres affectés aux actifs dédiés.

20.3 ●● Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2010	% du capital détenus	Capitaux propres 2009	Résultat de l'exercice 2009	Dividendes reçus en 2010
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**49 656**	**922**	**-**	**-**	**-**	**1 652**
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	1 539	(250)	-
Dalkia Holding	897	-	34	1 491	159	51
Total II.1	**1 322**	**-**	**-**	**-**	**-**	**51**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
AREVA	123	-	2	3 120	(139)	6
Autres	2	-	-	-	-	1
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	78	3	ns
Total II.2	**126**	**-**	**-**	**-**	**-**	**7**
Total II	**1 448**	**0**	**-**	**-**	**-**	**58**
Total brut des filiales et participations	**51 104**	**922**	**-**	**-**	**-**	**1 710**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**50 182**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

20.4 ●● Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**12 025**	**11 196**	**11 760**	**13 162**	**12 828**	**13 846**

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2010, pour 12 667 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 495 millions d'euros un portefeuille d'actions.

20.5 ●● Variations des actions propres

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2010
ACTIONS PROPRES	**7**	**94**	**85**	**16**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2010 s'élève à 506 708 actions. Elles ont été principalement acquises dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement.

Note 21 - Informations concernant les entreprises liées

21.1 Relations avec les filiales

Sociétés (en millions d'euros)	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes nettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
RTE EDF Transport	1 914	425	-	232	-	142
EDF Energy	-	89	-	186	-	7
EDF Énergies Nouvelles	470	-	-	-	-	7
EDF International	1 064	-	-	-	-	22
ERDF	-	126	-	3 084	-	-
EDF Trading	500	828	-	1 102	-	2
EDF Energy UK Ltd	267	-	-	-	-	3
Compte courant ERDF	-	-	-	156	(1)	-
Convention de Trésorerie Groupe avec les filiales	-	-	4 849	-	(6)	-
Convention d'intégration fiscale [2]	-	-	-	986	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales [3]	-	-	4 453	-	(33)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont EDF International pour 857 millions d'euros.
(3) Dont ERDF pour 2 960 millions d'euros de placements.

21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

21.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,48 % du capital d'EDF au 31 décembre 2010. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Il nomme le Président du Conseil d'administration.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise 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 EDF 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 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'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 a confiées à EDF pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat, mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Le premier bilan a été adressé à l'État en 2008.

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.

L'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité), promulguée le 7 décembre 2010, a introduit un nouveau dispositif, l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) à compter de 2011. Dans ce cadre, les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixeront le volume global maximal national d'électricité cédé par EDF et arrêteront, pendant une période transitoire de 3 ans, le prix de l'ARENH.

21.2.2 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.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des consommations en provenance des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2010, classés en titres de participation.

Note 22 - Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	Matières et Combustibles Nucléaires	Autres combustibles	Autres matières et matériels	En-cours de production de biens et de services	Total
Valeur brute au 31/12/2009	6 701	457	737	16	7 911
Provisions au 31/12/2009	(12)	-	(160)	-	(172)
Valeur nette au 31/12/2009	**6 689**	**457**	**577**	**16**	**7 739**
Valeur brute au 31/12/2010	7 182	421	726	10	8 339
Provisions au 31/12/2010	(12)	-	(153)	-	(165)
VALEUR NETTE AU 31/12/2010	**7 170**	**421**	**573**	**10**	**8 174**

Note 23 - Créances

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans	Montant brut au 31/12/2010	Montant brut au 31/12/2009
Créances rattachées à des participations	31	-	-	31	19
Prêts	22	5	7	34	84
Autres immobilisations financières	2 449	1 244	682	4 375	9 129
Créances de l'actif immobilisé	**2 502**	**1 249**	**689**	**4 440**	**9 232**
Créances d'exploitation					
- Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 564	44	-	2 608	2 192
Factures à établir [1]	9 974	-	-	9 974	9 074
- Autres créances d'exploitation [2]	5 886	21	131	6 038	6 093
Créances de l'actif circulant	**18 424**	**65**	**131**	**18 620**	**17 359**
Instruments de trésorerie [3]	**268**	**1 147**	**598**	**2 013**	**1 185**
Charges constatées d'avance	**440**	**35**	**8**	**483**	**565**
Avances et acomptes versés sur commandes	**666**	**22**	**-**	**688**	**473**
TOTAL	**22 300**	**2 518**	**1 426**	**26 244**	**28 814**

(1) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée non facturée et l'énergie livrée non relevée non facturée.

(2) Dont 2 204 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes, 2 812 millions d'euros de Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE).

(3) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

Note 24 - Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM en euros	4 853	2 232	2 621
TCN-CT en euros ou devises inférieurs à 3 mois [1]	726	884	(158)
TCN-CT en euros ou en devises supérieurs à 3 mois [1]	4 253	1 935	2 318
Obligations en euros	172	215	(43)
Autres valeurs mobilières de placement	9	2	7
Valeur brute	**10 016**	**5 271**	**4 745**
Provisions	**(2)**	**(10)**	**8**
VALEUR NETTE	**10 014**	**5 261**	**4 753**

(1) Les TCN-CT en euros comprennent, au 31 décembre 2010, 69 millions d'euros d'actifs dédiés.

Note 25 - Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation
Valeurs mobilières de placement	10 016	5 271	4 745
Disponibilités	1 576	2 206	(630)
Sous-total à l'actif du bilan	**11 592**	**7 477**	**4 115**
OPCVM en euros	(4 853)	(2 232)	(2 621)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(4 079)	(1 732)	(2 347)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(174)	(203)	29
Obligations	(172)	(215)	43
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(7)	(1)	(6)
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(9 288)**	**(4 386)**	**(4 902)**
Achats d'option de change classés en instrument de trésorerie dans le bilan	25	-	25
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de *cash-pooling*) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	20	-	20
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de *cash-pooling*) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(4 870)	(2 196)	(2 674)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie	**(2 521)**	**895**	**(3 416)**
Élimination de l'incidence des variations de change			8
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(41)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE			**(3 449)**

Note 26 - Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets présentent un gain latent de change de 69 millions d'euros. Ils comprennent au passif 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

Note 27 - Variation 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 2008	**911**	**6 873**	**5 747**	**867**	**55**	**7 107**	**21 560**
Distribution de dividendes	-	-	(297)	(867)	-	-	(1 164)
Résultat 2009	-	-	-	4 580	-	-	4 580
Acompte sur dividendes	13	925	(1 002)	-	-	-	(64)
Autres variations	-	(2)	-	-	31	(180)	(151)
Situation au 31 décembre 2009	**924**	**7 796**	**4 448**	**4 580**	**86**	**6 927**	**24 761**
Affectation du résultat 2009	-	3 002	469	(3 471)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 109)	-	-	(1 109)
Résultat 2010	-	-	-	1 492	-	-	1 492
Acompte sur dividendes	-	-	(1 054)	-	-	-	(1 054)
Autres variations	-	81	-	-	41	(193)	(71)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2010	**924**	**10 879**	**3 863**	**1 492**	**127**	**6 734**	**24 019**

Au 31 décembre 2010, la diminution des capitaux propres de 742 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 1 492 millions d'euros de résultat 2010 ;
- (1 109) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2009, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2010, correspondant à 0,60 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2010 ;
- (1 054) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2010, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2010 ;
- 81 millions d'euros, correspondant à l'évolution du traitement comptable des concessions de Forces Hydrauliques : transfert de l'écart net de réévaluation de 1959, du compte de droits du concédant à un compte de réserve spéciale de réévaluation lors du retrait des biens de l'actif. Au 1er janvier 2010, un transfert a ainsi été effectué pour 77 millions d'euros. Pour l'exercice 2010, l'impact est de 4 millions d'euros ;
- (152) millions d'euros d'autres variations correspondant aux reprises nettes de provisions réglementées pour (193) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 41 millions d'euros.

En 2009, la variation des capitaux propres de 3 201 millions d'euros se décomposait de la façon suivante :

- (1 164) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2008, décidée par l'Assemblée générale des actionnaires du 20 mai 2009, correspondant à 0,64 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2009 ;
- (64) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2009, correspondant à 0,55 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2009 ;
- 4 580 millions d'euros de résultat 2009 ;
- (151) millions d'euros d'autres variations correspondant notamment aux reprises nettes de provisions réglementées pour (180) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 31 millions d'euros.

Capital social

Au 31 décembre 2010, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, composé de 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État, 13,1 % par le public (institutionnels et particuliers), 2,4 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 557 344 d'actions auto-détenues.

Note 28 - Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	2010	2009
Contre-valeur des biens	100	102
Écarts de réévaluation [1]	993	1 103
Amortissement de caducité	31	15
Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques	**1 124**	**1 220**
Contre-valeur des biens	1 275	1 205
Financement du concessionnaire non amorti	(731)	(686)
Amortissement du financement du concédant	226	214
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	15	14
Droits sur biens des concessions de Distribution Publique [2]	**785**	**747**
TOTAL	**1 909**	**1 967**

(1) Au 1er janvier 2010, l'écart net de réévaluation 1959 des biens déjà retirés de l'actif a été reclassé du droit du concédant en compte de réserve spéciale de réévaluation pour 77 millions d'euros.

(2) Les droits sur biens des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 29 - Provisions pour risques et passifs éventuels

(en millions d'euros)	2009	Dotations		Reprises			2010
		Exploitation	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	66	-	65	-	-	(21)	110
Provisions pour risques sur participations	2	-	-	-	-	-	2
Provisions pour contrats déficitaires	42	112	2	(37)	-	-	119
Autres provisions pour risques	184	5	2	(43)	(30)	-	118
PROVISIONS POUR RISQUES	**294**	**117**	**69**	**(80)**	**(30)**	**(21)**	**349**

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 2010, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis non consommés s'élève à 6 982 060 heures dont 6 957 900 n'ayant pas donné lieu à demande.

Note 30 - Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

Les provisions pour aval du cycle et déconstruction sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.14. Elles 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 elle est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour couvrir le financement de ses obligations de long terme.

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.

30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2009	Dotations		Reprises		Autres [2]	2010
		Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provision pour gestion du combustible usé	8 686	337	427	(599)	-	1	8 852
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 344	-	313	(152)	(5)	8	6 508
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**15 030**	**337**	**740**	**(751)**	**(5)**	**9**	**15 360**

(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 :

(en millions d'euros)	2010		2009	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provision pour gestion du combustible usé	14 386	8 852	13 969	8 686
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 017	6 508	22 321	6 344
TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**37 403**	**15 360**	**36 290**	**15 030**

30.1.1 Provisions pour charges de gestion des combustibles usés

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception, 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 sur les contrats conclus avec AREVA.

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 deux contrats : « l'Accord Traitement – Recyclage EDF-AREVA NC » 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 ». L'Accord Traitement-Recyclage précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012 et fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures.

Les effets de ces accords ont été enregistrés sur l'exercice 2010. Déjà anticipés sur la base des accords précédents, ils n'ont pas d'incidence significative sur les comptes d'EDF SA.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisée dans les comptes de stocks.

En outre, concernant la participation d'EDF aux dépenses de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens, un accord libérant EDF de toute obligation a été signé avec AREVA le 6 juillet 2009 fixant les montants exacts et les échéances de versement, la dernière étant prévue avant le 1er juillet 2011. Les trois premières échéances ayant été réglées, le dernier versement restant à effectuer est inscrit en dettes d'exploitation pour un montant taxes comprises de 776 millions d'euros.

30.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des colis de 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 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 provisions 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).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

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 (DGEMP, 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.

En 2011, il est prévu la mise en place d'un groupe de travail piloté par la DGEC, associant l'ANDRA et les producteurs de déchets, dont le but est d'approfondir les options techniques possibles relatives à la conception du stockage. Les conclusions du groupe de travail, qui ne sont pas attendues avant la fin du premier semestre de l'année 2011, conduiront par la suite à l'établissement d'un nouveau chiffrage.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement de deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. Les nouvelles études menées par l'ANDRA et la DGEC devraient permettre un nouveau chiffrage en 2012.

30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2009	Dotations		Reprises		Autres	2010
		Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	425	71	25	(58)	-	19	482
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 708	-	536	(218)	(1)	6	11 031
Provisions derniers cœurs	1 825	-	91	-	(10)	-	1 906
TOTAL	**12 958**	**71**	**652**	**(276)**	**(11)**	**25**	**13 419**

(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)	2010 Aux conditions économiques de fin d'année	2010 Valeur actualisée	2009 Aux conditions économiques de fin d'année	2009 Valeur actualisée
Provision pour déconstruction des centrales thermiques	657	482	594	425
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	20 903	11 031	20 696	10 708
Provision pour derniers cœurs	3 792	1 906	3 732	1 825
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**25 352**	**13 419**	**25 022**	**12 958**

30.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, 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 en 2010 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production. À ce titre, une dotation complémentaire de 71 millions d'euros a été comptabilisée en 2010.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision.

30.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Cette rubrique concerne 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, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision.

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 l'actif corporel a été créé dans ce cas pour la différence entre la provision et le produit à recevoir. Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les provisions ont été 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 comprenant 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 Sûreté 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.

Une inter-comparaison internationale a permis de corroborer les résultats de cette étude.

Cette étude a permis de valider l'évaluation de la provision et les coûts de référence utilisés exprimés en euros/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 de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'intercomparaison.

30.2.3 Provision pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du dernier prix moyen connu des stocks ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant 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.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.3 Taux utilisé pour les provisions

30.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal 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.

La moyenne de rendement des OAT aux maturités les plus longues (2055 et 2060) n'étant pas disponible à ce stade sur une durée suffisante, 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 cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Révision du taux d'actualisation

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 terme.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs 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.

30.3.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

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 décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisé.

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 ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

	Coût provisionné en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2010	2009	2010		2009	
(en millions d'euros)			0,25 %	- 0,25 %	0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible usé	8 852	8 686	(197)	210	(192)	205
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344	(401)	457	(391)	445
Déconstruction et dépréciation des derniers cœurs						
Déconstruction des centrales	11 031	10 708	(543)	577	(542)	575
Derniers cœurs	1 906	1 825	(81)	87	(81)	87
TOTAL	**28 297**	**27 563**	**(1 222)**	**1 331**	**(1 206)**	**1 312**

Note 31 - Avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentation			Diminution	31/12/2010
		Charges exploitation (1)	Charges financières	Autres (2)	Suite à utilisation (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 052	335	809	406	1 042	9 560
Avantages long terme	643	107	32	-	75	707
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**9 695**	**442**	**841**	**406**	**1 117**	**10 267**

(1) Dont 300 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 132 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles.

(2) Dont 407 millions d'euros correspondant au reclassement de la contribution pour maintien de droits (voir note 32).

(3) Dont 784 millions d'euros au titre des prestations servies et 328 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

31.1 ●● Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Dotations	Reprises	Autres	31/12/2010
Retraites	7 631	964	(914)	407	8 088
Avantages en nature énergie	666	73	(40)	-	699
Charges CNIEG	390	24	(14)	-	400
Indemnité de secours immédiat	176	11	(5)	-	182
Indemnité de congés exceptionnels	133	13	(5)	-	141
Indemnités de fin de carrière	11	53	(62)	(1)	1
Autres avantages	45	6	(2)	-	49
TOTAL	**9 052**	**1 144**	**(1 042)**	**406**	**9 560**

31.2 ●● Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Les provisions pour avantages consentis aux actifs sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Dotations	Reprises	31/12/2010
Rentes accidents du travail, maladies professionnelles et invalidité	547	111	(63)	595
Médailles du travail	73	20	(8)	85
Prestations liées à l'amiante	23	8	(4)	27
TOTAL	**643**	**139**	**(75)**	**707**

31.3 ●● 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 5 % au 31 décembre 2010 (contre 5,25 % au 31 décembre 2009). Après prise en compte des variations de taux d'actualisation et des effets de la réforme des retraites, les pertes actuarielles s'élèvent à 760 millions d'euros au 31 décembre 2010 (181 millions d'euros au 31 décembre 2009) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2 % ;
- l'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2 %, hors inflation ;
- les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir des observations effectuées sur la période 1996 à 2003 ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 14,7 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif.

31.4 ●● Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

31.4.1 Variation de la valeur de l'obligation et de la situation financière

La variation de l'obligation et de la situation financière se répartit comme suit :

	Engagements provenant de régimes		Total
(en millions d'euros)	non financés	financés	
Valeur actuelle de l'obligation au 01/01/2010	**3 241**	**12 902**	**16 143**
Coût des services rendus au cours de l'exercice	282	18	300
Charge d'intérêt	177	664	841
Pertes et (gains) actuariels [1]	835	77	912
Transfert provision contribution de maintien de droits	-	407	407
Coûts des services passés non reconnus – droits acquis	2	-	2
Prestations payées	(267)	(517)	(784)
Valeur actualisée de l'obligation au 31/12/2010	**4 270**	**13 551**	**17 821**
Juste valeur des actifs de couverture	-	(6 712)	(6 712)
Situation financière nette	**4 270**	**6 839**	**11 109**
(Pertes) et gains actuariels	(796)	36	(760)
Coûts des services passés non reconnus – droits non acquis	(3)	(79)	(82)
PASSIF NET CONSTITUÉ AU 31/12/2010	**3 471**	**6 796**	**10 267**

(1) Les pertes actuarielles sont composées de :

- *624 millions d'euros liés aux changements des hypothèses actuarielles, notamment suite à l'évolution du taux d'actualisation ;*
- *157 millions d'euros de pertes actuarielles dues à l'expérience sur les engagements ;*
- *131 millions d'euros liés à la réforme reportant l'âge de départ en retraite ainsi qu'aux mesures comptabilisées sur 2010 en lien avec cette réforme.*

31.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

La variation de la valeur actualisée des actifs de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	
Juste valeur des actifs au 1er janvier 2010	**6 178**
Rendement attendu des actifs du régime	328
Primes nettes	522
Prestations servies	(517)
Écarts actuariels sur actifs du régime [1]	201
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2010	**6 712**

(1) Correspond essentiellement au décalage entre le rendement réel et le rendement attendu des actifs de couverture.

31.4.3 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Le taux de rendement attendu des actifs de couverture dépend de l'espérance de rendement de chacune des classes d'actifs financiers. L'allocation des actifs financiers au 31 décembre 2010 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières	Régime des retraites
Actions	46,8 %	30,1 %
Obligations et Monétaire	53,2 %	69,9 %

Les hypothèses de rendement attendu des actifs financiers sur le long terme au 31 décembre 2010 ont été fixées à :

- 4,80 % pour le régime de retraites ;
- 4,61 % pour les indemnités de fin de carrière.

Note 32 - Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	2009	Dotations	Reprises		Autres	2010
			Suite à utilisation	Provision sans objet		
au personnel [1]	503	93	(71)	(13)	(407)	105
aux réparations et à l'entretien [2]	160	130	(54)	-	-	236
aux autres charges [3]	684	243	(409)	(111)	1	408
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**1 347**	**466**	**(534)**	**(124)**	**(406)**	**749**

(1) Les autres variations incluent, pour (407) millions d'euros, le reclassement dans les engagements de retraite de la provision relative à la contribution pour maintien de droits. L'adossement du régime spécial des IEG aux régimes complémentaires AGIRC, ARRCO mis en place en 2004 et la volonté de maintenir le niveau de reprise des droits par ces régimes pour les activités non régulées, avaient notamment conduit à la comptabilisation d'une provision afin de prévenir toute insuffisance de financement de ces droits par les cotisations versées par EDF. Compte tenu des discussions menées en 2010, conformément à l'engagement de revoyure pris fin 2004, et de la nature de cette provision – financement des retraites des agents – cette provision a été reclassée dans les engagements retraite.

(2) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

(3) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2010, 173 millions d'euros de provision relative au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (501 millions d'euros au 31 décembre 2009) et 125 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (112 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Note 33 - Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans	Montant brut au 31/12/2010	Montant brut au 31/12/2009
Emprunts obligataires	549	10 982	22 952	34 483	29 806
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	100	100	300
Autres emprunts	3 272	3	1	3 276	2 796
Dettes financières diverses					
Avances sur consommation	40	85	9	134	149
Autres dettes	1 054	11	320	1 385	1 324
Dettes financières	**4 915**	**11 081**	**23 382**	**39 378**	**34 375**
Avances et acomptes reçus des clients	**4 870**	**3**	**-**	**4 873**	**4 281**
Fournisseurs et comptes rattachés					
Factures parvenues	2 782	-	-	2 782	2 729
Factures non parvenues	6 171	5	-	6 176	6 916
Dettes fiscales et sociales	5 335	-	-	5 335	5 041
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés					
Factures parvenues	494	-	-	494	646
Factures non parvenues	929	-	-	929	852
Autres dettes					
Clients créditeurs	82	-	-	82	50
Autres comptes créditeurs (1)	11 415	-	-	11 415	8 171
Dettes d'exploitation d'investissements et divers	**27 208**	**5**	**-**	**27 213**	**24 405**
Instruments de trésorerie (2)	**151**	**604**	**504**	**1 259**	**1 314**
Produits constatés d'avance (3)	**656**	**1 185**	**3 403**	**5 244**	**3 400**
TOTAL	**37 800**	**12 878**	**27 289**	**77 967**	**67 775**

(1) Le montant des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales s'élève à 9 323 millions en 2010 contre 5 652 millions d'euros en 2009. Le solde de la convention de placements avec la filiale ERDF s'élève à 2 960 millions d'euros en 2010 contre 2 000 millions d'euros en 2009. Le solde de la convention de trésorerie avec la filiale EDF Energy s'élève à 3 061 millions d'euros en 2010 contre 63 millions en 2009.

(2) Correspond aux pertes latentes sur instruments de change.

(3) Le poste relève principalement de versements effectués par les partenaires au titre de fournitures d'énergie à livrer au cours d'exercices futurs. En 2010, il comprend le versement, par Exeltium, de 1,7 milliard d'euros.

Note 34 - Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2009	Nouveaux Emprunts	Rembour-sements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2010
Emprunts en euros	737	-	-	-	-	737
Emprunts en devises	5 851	1 872	-	879	-	8 602
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	19 139	1 549	1 000	-	-	19 688
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	4 080	1 193	31	214	-	5 456
Emprunts obligataires	**29 807**	**4 614**	**1 031**	**1 093**	**-**	**34 483**
Emprunts long terme en euros	-	100	-	-	-	100
Crédits court terme en euros	300	-	300	-	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit	**300**	**100**	**300**	**-**	**-**	**100**
Billets de trésorerie en Euros (BTR) (1)	2 123	-	1 643	-	-	480
Papier commercial en devises (2)	666	2 048	-	77	-	2 791
Emprunts contractuels à caractère financier	6	-	1	-	-	5
Autres emprunts	**2 795**	**2 048**	**1 644**	**77**	**-**	**3 276**
Total emprunts	**32 902**	**6 762**	**2 975**	**1 170**	**-**	**37 859**
Avances sur consommation	**149**	**-**	**-**	**-**	**(15)**	**134**
Avances diverses	448	-	-	-	(44)	404
Comptes bancaires créditeurs	16	-	-	-	(15)	1
Débits bancaires différés	52	-	-	-	(13)	39
Intérêts à payer	808	-	-	-	133	941
Total autres dettes financières diverses	**1 324**	**-**	**-**	**-**	**61**	**1 385**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**34 375**	**6 762**	**2 975**	**1 170**	**46**	**39 378**

(1) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.

(2) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a procédé en 2010 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 4 614 millions d'euros.

Les émissions des emprunts en devises d'un montant de 1 872 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 1 400 millions de dollars soit 991 millions d'euros à taux fixe de 4,6 % à échéance janvier 2020 ;
- 850 millions de dollars soit 601 millions d'euros à taux fixe de 5,6 % à échéance janvier 2040 ;
- 400 millions de francs suisses soit 280 millions d'euros à taux fixe de 2,25 % à échéance septembre 2017.

Les émissions des Euro-Medium Term Notes d'un montant de 2 742 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 1 500 millions d'euros à taux fixe de 4,625 % à échéance avril 2030 ;
- 1 000 millions de livres sterling soit 1 193 millions d'euros à taux fixe de 5,125 % à échéance septembre 2050 ;
- 49 millions d'euros d'augmentation nette suite à une restructuration de la dette avec un rachat partiel en numéraire de 1 451 millions d'euros portant sur 3 obligations d'un sous-jacent global de 4,6 milliards d'euros et une nouvelle émission obligataire en euros en deux tranches, la première d'un montant de 750 millions d'euros à 15 ans (coupon de 4 %), la seconde de 750 millions d'euros à 30 ans (coupon de 4,5 %).

Le remboursement des Euro-Medium Term Notes en euros d'un montant de 1 000 millions d'euros correspond à un emprunt arrivé à échéance en octobre 2010.

34.1 ●● Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des swaps		Structure de la dette au bilan après swaps			
	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 – Euros		**21 010**		**56**		**13 486**		**34 496**		**92**
II – Autres devises										
CHF	2 760	2 207	13	6	(2 760)	(2 207)	-	-	-	-
GBP	4 050	4 706	28	12	(1 551)	(1 802)	2 499	2 904	100	8
JPY	182 700	1 681	10	4	(182 700)	(1 681)	-	-	-	-
USD	11 030	8 255	49	22	(11 030)	(8 255)	-	-	-	-
Total II		**16 849**	**100**	**44**		**(13 945)**		**2 904**	**100**	**8**
TOTAL I + II		**37 859**		**100**		**(459)**		**37 400**		**100**

Les nominaux des swaps, présentés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan. L'incidence des swaps sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 13 486 millions d'euros, et par une diminution de 13 945 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant pas partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est minoré de 459 millions d'euros passant de 37 859 millions d'euros à 37 400 millions d'euros.

34.2 ●● Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des swaps	Structure de la dette au bilan après swaps		
	Montants	% 31/12/2010	% 31/12/2009	Montants	Montants	% 31/12/2010	% 31/12/2009
Emprunts long terme et EMTN	33 861			(2 393)	31 468		
Emprunts court terme	3 272			(266)	3 006		
Dette à taux fixe	**37 133**	**98**	**97**	**(2 659)**	**34 474**	**92**	**89**
Emprunts long terme et EMTN	726			1 922	2 648		
Emprunts court terme	-			278	278		
Dette à taux variable	**726**	**2**	**3**	**2 200**	**2 926**	**8**	**11**
TOTAL	**37 859**	**100**	**100**	**(459)**	**37 400**	**100**	**100**

Note 35 - Instruments financiers

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat, ainsi que de couvrir son risque de taux d'intérêt.

	31 décembre 2010		31 décembre 2009	
(en millions d'euros)	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
En devises				
Achats de contrats FRA GBP	-	-	113	113
Achats de contrats FRA EUR	600	550	200	200
Swaps de taux court terme				
EUR	3 220	3 220	2 261	2 261
GBP	-	-	225	225
Swaps de taux long terme				
EUR	4 311	4 311	2 963	2 963
CHF	480	480	404	404
GBP	1 211	1 211	1 013	1 013
JPY	433	433	353	353
Sous-total	**10 255**	**10 205**	**7 532**	**7 532**
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	15 797	21 672	7 039	19 197
USD	6 133	1 277	6 021	3 135
GBP	14 927	14 264	12 704	3 648
CHF	-	5	-	-
HUF	355	314	322	226
PLN	523	254	433	263
JPY	18	98	-	186
Options de change				
Achat d'options				
EUR	2 072	626	36	-
GBP	407	1 290	-	-
HUF	-	44	-	37
PLN	-	296	-	-
USD	214	439	-	-
Vente d'options				
EUR	1 554	622	36	-
GBP	418	883	-	-
HUF	36	44	-	37
PLN	101	340	-	-
USD	75	262	-	-
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 225	24 348	8 184	10 728
JPY	1 682	-	1 372	-
USD	5 837	225	3 676	278
GBP	15 067	7 540	3 347	7 248
CHF	2 207	-	1 618	-
HUF	109	109	28	28
PLN	-	-	41	41
Sous-total	**75 757**	**74 952**	**44 857**	**45 052**
3 – Swaps de titrisation	**1 193**	**1 193**	**1 260**	**1 260**
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**87 205**	**86 350**	**53 649**	**53 844**

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2010 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.1 ●● Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	141	359
Gains ou pertes latents	(73)	155
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) (1)	(20)	4
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	60	(24)
Instrument de change réalisé (currency swap)	6	-

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.2 ●● 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 2010 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, caps et floors	23	32
Swaps court terme	(1)	(1)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(138)	(101)
Swaps de capitaux long terme	833	895
TOTAL	**717**	**825**

Note 36 - Engagements et opérations non inscrites au bilan

Au 31 décembre 2010, 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 :

	Échéances			2010	2009
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Engagements hors bilan donnés	**8 447**	**19 618**	**21 554**	**49 619**	**52 343**
1. Engagements liés à l'exploitation :					
- Engagements d'achats fermes et irrévocables	3 902	10 294	20 407	34 603	39 355
- Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 709	3 274	266	7 249	6 433
- Autres engagements liés à l'exploitation (1)	823	1 273	742	2 838	2 545
2. Engagements liés au financement	1	4 777	139	4 917	2 665
3. Engagements liés aux investissements	12			12	1 345
Engagements hors bilan reçus	**1 028**	**7 138**	**4 043**	**12 209**	**14 190**
1. Engagements liés à l'exploitation (1)	625	1 277	37	1 939	7 668
2. Engagements liés au financement	403	5 861	4 006	10 270	6 522

(1) À compter de 2010, les engagements sont recensés sans tenir compte de leur caractère de réciprocité.

36.1 Engagements hors bilan donnés

36.1.1 Engagements liés à l'exploitation

36.1.1.1 Engagements d'achats fermes et irrévocables

EDF a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « *take or pay* » selon lesquels elle s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

Au 31 décembre 2010, l'échéancier des engagements d'achats fermes et irrévocables se présente comme suit :

	Échéances				2010	2009
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité	1 097	2 816	2 653	7 086	13 652	16 467
Achats de gaz et autres énergies	1 141	2 653	1 413	126	5 333	5 643
Achats de combustibles nucléaires	1 664	4 825	4 797	4 332	15 618	17 245
ENGAGEMENTS D'ACHATS	**3 902**	**10 294**	**8 863**	**11 544**	**34 603**	**39 355**

Achats d'électricité

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, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, 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, des unités de production d'énergies renouvelables – éolien, petite hydraulique, photovoltaïque – ou valorisant les déchets organiques.

L'essentiel des engagements donnés à ce titre concerne les achats d'électricité issus de la cogénération et, à un degré moindre, ceux issus de l'énergie éolienne, hydraulique et de l'incinération de déchets.

Pour l'année 2010, le volume d'achats s'élève à 31,4 TWh, dont 13,3 TWh pour la cogénération, 9,4 TWh pour l'éolien, 3,9 TWh pour l'hydraulique, 2,6 TWh pour l'incinération de déchets et 0,5 TWh pour le photovoltaïque.

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

Achats de gaz et autres énergies

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers des contrats long terme.

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.

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 diminution des engagements résulte principalement de la réalisation de contrats recensés au 31 décembre 2009.

36.1.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit d'engagements pour 7 249 millions d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours dont 1 471 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR sur le site de Flamanville.

36.1.1.3 Autres engagements liés à l'exploitation

Ils concernent principalement des engagements dans lesquels EDF est engagée en tant que preneur par des contrats de location simple 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.

36.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 2 091 millions d'euros à EDF Energy, 1 500 millions d'euros à EDF Trading et 720 millions d'euros à EDF Énergies Nouvelles.

36.1.3 Engagements liés aux investissements

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.

Dans le cadre des accords conclus en décembre 2008 entre EDF Development Inc. et Constellation Energy Group, EDF avait donné une garantie correspondant à un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à Constellation Energy Group le droit de vendre à EDF Development Inc. certains actifs de production non-nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars US.

EDF et Constellation Energy Group ont signé en 2010 un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes, supprime l'option de vente et octroie à EDF le contrôle à 100 % d'UniStar Nuclear Energy.

36.2 ●● Engagements hors bilan reçus

36.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :
- de contrats de ventes de prestations aux filiales à l'étranger pour 995 millions d'euros ;
- des quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2011-2012 pour 411 millions d'euros (soit 28,4 millions de tonnes de CO_2).

36.2.2 Engagements liés au financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit pour 10 250 millions d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques dont une ligne de crédit de 4 000 millions d'euros renégociée en 2010 et portant la maturité à 5 ans et une nouvelle ligne de 2 850 millions d'euros auprès d'un pool bancaire pour la gestion du risque de liquidité.

36.3 ●● Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :
- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Dans le cadre du contrat de partenariat conclu en 2008 avec Exeltium, EDF a démarré le 1er mai 2010 les livraisons d'électricité aux industriels électro-intensifs, le total des livraisons étant de l'ordre de 310 TWh sur une durée pouvant aller jusqu'à 24 ans.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagée auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant, pendant quelques années, les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF. En 2010, près de 39 TWh (contre 38 TWh en 2009) ont ainsi été mis à disposition du marché. Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel.

Suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'électricité en France une capacité significative d'électricité de 1 500 MW en base, soit environ 10 TWh par an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse. Cet engagement est effectif à l'issue des appels d'offre réalisés en 2008 et 2009.

36.3.2 Contrats d'assurance

EDF a reçu des engagements des compagnies d'assurance pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR de Flamanville pour 2 868 millions d'euros.

36.3.3 Accords de partenariat

Accord EDF-ENEL en 2007

EDF et ENEL ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel ENEL participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR de Flamanville et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.

Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, ENEL a acquis progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à hauteur de 1 200 MW.

Accords EDF-ENEL en 2009

EDF et ENEL ont signé, en février 2009, deux accords industriels relatifs au développement de l'énergie nucléaire faisant suite à l'accord de novembre 2007.

Le 3 août 2009, EDF et ENEL ont créé une joint venture à 50/50, nommée Sviluppo Nucleare Italia SRL, dont l'objectif est de mener les études de faisabilité pour la construction d'au moins quatre réacteurs de technologie EPR en Italie, conformément au premier accord conclu par les deux groupes.

Le deuxième accord prévoit d'étendre la participation d'ENEL dans le nouveau programme nucléaire français et de l'associer au nouveau réacteur EPR de Penly.

Accord EDF-ENEL-ANSALDO en 2010

Le 9 avril 2010, EDF, ENEL et Ansaldo Energia ont signé un accord de partenariat dont l'objectif est de préciser les champs d'une possible coopération entre EDF, ENEL et Ansaldo Energia, qui détient 100 % de la société Ansaldo Nucleare, pour le développement et la construction des quatre réacteurs nucléaires de technologie EPR qu'EDF et ENEL prévoient de développer en Italie.

Note 37 - Environnement

37.1 ●● Quotas d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vue allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Pour l'année 2010, le volume total des quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués à EDF s'élève à 16,9 millions de tonnes. Le volume des émissions s'élève à 19,3 millions de tonnes (19 millions de tonnes au 31 décembre 2009).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2011-2012 au titre de l'allocation par l'État sont estimés à 28,4 millions de tonnes, conformément à la loi de finances pour 2011.

37.2 ●● 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.

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009, s'est élevé à 29 849 GWh cumac. Cette obligation a été respectée.

Une période transitoire allant du 1er juillet 2009 au 31 décembre 2010 a été nécessaire pour la mise au point du dispositif législatif réglementaire de la deuxième période : la loi Grenelle II précisant les modalités du dispositif des CEE a été votée le 12 juillet 2010 (loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010).

Les deux décrets d'application de cette loi et les arrêtés correspondants ont été publiés le 30 décembre 2010, officialisant ainsi un démarrage de la nouvelle période au 1er janvier 2011 pour une durée de 3 ans.

Cette deuxième période 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. L'obligation pour EDF sera calculée a posteriori à partir de ses ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012.

Les volumes de CEE obtenus au cours de la période transitoire contribuent à l'atteinte de l'obligation de la période triennale du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013.

EDF s'est organisé pour porter des offres d'efficacité énergétique sur chacun de ses segments de marché et ainsi se mettre en capacité de réaliser l'obligation qui lui a été attribuée.

37.3 Fonds Carbone

EDF a créé, en novembre 2006, un Fonds Carbone afin de diversifier sa politique d'obtention de permis d'émissions de quotas de gaz à effet de serre et renforcer ainsi sa capacité à assurer ses engagements environnementaux dans des conditions économiques optimales.

L'objectif de ce fonds est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Asie, Amérique du Sud…) dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre définis par le Protocole de Kyoto et d'obtenir des permis d'émissions, appelés crédits d'émission (*Carbon Emission Reduction*, CER).

Le Fonds Carbone associe EDF et certaines de ses filiales européennes (EDF Energy, Edison, EnBW et EDF Trading) qui disposeront des crédits d'émission obtenus. Ces derniers peuvent être restitués en lieu et place des quotas de gaz à effet de serre dans une limite basée sur un pourcentage de l'allocation fixé par chaque État. Dans le cadre de l'actuel plan national d'allocation des quotas, la restitution des CER est plafonnée à 13,5 % de l'allocation.

La gestion de ce Fonds Carbone est confiée à EDF Trading qui développe et négocie les contrats d'achat de crédits d'émission.

Au 31 décembre 2010, le Fonds Carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

Note 38 - Rémunération des mandataires sociaux

Les membres des organes de direction et d'administration de la société sont le Président du Conseil d'administration et les membres externes du Conseil d'administration.

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)	2010	2009
Organes de direction	1 158 864	3 431 215
Organes d'administration	147 000	223 000

La variation de la rémunération des organes de direction par rapport à l'année 2009 s'explique principalement par la présence en 2010 d'un seul mandataire social, le Président du Conseil d'administration.

Pour ce qui concerne les organes d'administration, la diminution par rapport à 2009 est essentiellement due à un nombre de conseils d'administration moins important.

Note 39 - Événement postérieur à la clôture

Il n'y a pas d'événement postérieur à la clôture.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2010

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 2010, sur :
- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA, 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 l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.14 et 30, qui résulte comme indiqué en note 1.2, des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation 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. 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 éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3, 1.7 et 1.15 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, des immobilisations financières, ainsi que des provisions et engagements en faveur du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables précisées ci-dessus et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

Les notes 1.14 et 30, ainsi que 1.15 et 31 exposent respectivement les hypothèses retenues pour l'évaluation, d'une part, des provisions de long terme liées à la production nucléaire et, d'autre part, des provisions et engagements en faveur du personnel. Nous avons procédé à l'appréciation des approches mises en œuvre par votre Société sur la base des éléments disponibles à ce jour, et mis en œuvre des tests pour vérifier, par sondage, l'application de ces méthodes.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris 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 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 14 février 2011

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Jean-Luc Decornoy	Michel Piette	Alain Pons	Patrick E. Suissa

F•• Annexe

TABLE DE CONCORDANCE
rapport financier annuel

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2010 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 identifiées dans le tableau ci-dessous :

	Sections du document de référence
Comptes annuels d'EDF SA	Annexe E
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.1
Élements du rapport de gestion	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, à la désignation des administrateurs) Chapitre 16 (fonctionnement du Conseil d'administration) Chapitre 15 (rémunérations) Section 21.1.3 (programme de rachat d'actions)
Attestation du responsable du Rapport financier annuel	Section 1.2
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF SA	Annexe E
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.2

G•• Annexe

RÉSOLUTIONS SOUMISES À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE du 24 mai 2011

Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 514

Ordre du jour

À TITRE ORDINAIRE :

- Approbation des rapports et comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2010.
- Approbation des rapports et comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010.
- Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2010, tel que ressortant des comptes annuels, et fixation du dividende.
- Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce.
- Jetons de présence alloués au Conseil d'administration.
- Renouvellement du mandat de commissaire aux comptes titulaire.
- Renouvellement du mandat de commissaire aux comptes titulaire.
- Nomination du commissaire aux comptes suppléant.
- Renouvellement du mandat de commissaire aux comptes suppléant.
- Autorisation conférée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société.

À TITRE EXTRAORDINAIRE :

- Autorisation au Conseil d'administration de réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues.
- Modification de l'article 10 des statuts.
- Modification de l'article 19 des statuts.
- Modification de l'article 20 des statuts.
- Modification de l'article 24 des statuts.

À TITRE ORDINAIRE et EXTRAORDINAIRE :

- Pouvoirs pour formalités.

Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011

À TITRE ORDINAIRE

PREMIÈRE RÉSOLUTION

(Approbation des rapports et comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2010)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que des rapports des Commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2010, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le bénéfice de cet exercice à 1 492 289 091,04 euros.

Il est précisé que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 *quater* du Code général des impôts est de 1 678 351 euros au titre de 2010 et que l'impôt y afférent s'élève à 577 856 euros.

DEUXIÈME RÉSOLUTION

(Approbation des rapports et comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010, comprenant le bilan et le compte de résultat consolidés ainsi que l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

TROISIÈME RÉSOLUTION

(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2010, tel que ressortant des comptes annuels, et fixation du dividende)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels :

(i) constate que le bénéfice distribuable, compte tenu du report à nouveau créditeur de 4 917 232 754,50 euros et avant imputation de l'acompte sur dividende mentionné ci-après, s'élève à 6 409 521 845,54 euros ;

(ii) décide de fixer le montant du dividende à 1,15 euro par action ;

(iii) prend acte que, compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,57 euro par action ayant été mis en paiement le 17 décembre 2010, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2010 s'élève à 1 072 342 663,96 euros, soit 0,58 euro par action ;

(iv) décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au report à nouveau.

Le montant global du dividende (en ce compris le montant global de l'acompte sur dividende visé ci-dessus) s'élève, sur la base du nombre

d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2010, au maximum à 2 126 196 661,30 euros, étant précisé que les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société à la date de mise en paiement du dividende n'y donneront pas droit.

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration à l'effet de déterminer, notamment en considération du nombre d'actions détenues par la Société à la date de la mise en paiement, le montant global du dividende et en conséquence le montant du solde du bénéfice distribuable qui sera affecté au poste « report à nouveau ».

La date de détachement du dividende est le 1er juin 2011, et le solde du dividende à distribuer sera mis en paiement le 6 juin 2011.

Lorsqu'il est versé à des personnes physiques fiscalement domiciliées en France, le dividende est éligible en totalité à l'abattement de 40% prévu par l'article 158, 3-2° du Code général des impôts. Par ailleurs, une option est ouverte pour l'assujettissement du montant brut du dividende à un prélèvement forfaitaire libératoire au taux de 19% dans les conditions prévues à l'article 117 quater du Code général des impôts.

Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué (déduction faite des actions auto détenues) (en euros)	Quote-part du dividende éligible à l'abattement(1)
2007	1 822 171 090	1,28	2 330 266 755,20	100 %
2008	1 822 171 090	1,28	2 328 200 485,12	100 %
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85	100 %

(1) Abattement de 40% mentionné au 2° du 3 de l'article 158 du Code Général des Impôts.

QUATRIÈME RÉSOLUTION

(Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport et approuve les conventions qui y sont visées.

CINQUIÈME RÉSOLUTION

(Jetons de présence alloués au Conseil d'administration)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de fixer à 200 000 euros le montant des jetons de présence alloués aux membres du Conseil d'administration pour l'exercice en cours et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale.

SIXIÈME RÉSOLUTION

(Renouvellement du mandat de Commissaire aux comptes titulaire)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requise pour les Assemblées générales ordinaires, décide de renouveler le mandat de commissaire aux comptes titulaire de la société KPMG SA, Commissaire aux comptes membre de la Compagnie régionale de Versailles, domiciliée Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense Cedex, pour une durée de 6 exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

SEPTIÈME RÉSOLUTION

(Renouvellement du mandat de Commissaire aux comptes titulaire)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requise pour les Assemblées générales ordinaires, décide de renouveler le mandat de commissaire aux comptes titulaire de la société Deloitte et Associés, Commissaire aux comptes membre de la Compagnie régionale de Versailles, domiciliée 185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, pour une durée de 6 exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

HUITIÈME RÉSOLUTION

(Nomination du commissaire aux comptes suppléant)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requise pour les Assemblées générales ordinaires, décide de nommer la société KPMG Audit IS, Commissaire aux comptes membre de la Compagnie régionale de Versailles, domiciliée Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense cedex, en qualité de Commissaire aux comptes suppléant, pour une durée de 6 exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

NEUVIÈME RÉSOLUTION

(Renouvellement du mandat de commissaire aux comptes suppléant)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requise pour les Assemblées générales ordinaires, décide de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes suppléant de la société BEAS, Commissaire aux comptes membre de la Compagnie régionale de Versailles, domiciliée 7-9, villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine, pour une durée de 6 exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

DIXIÈME RÉSOLUTION

(Autorisation conférée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration,

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par l'assemblée générale ordinaire du 18 mai 2010, par sa 7e résolution, d'acheter des actions de la Société ;
- autorise le Conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue :
  - de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange , présentation d'un bon ou de toute autre manière, immédiatement ou à terme, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières ;
  - de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport ;
  - 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 ;
  - d'allouer des actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des salariés ou anciens salariés dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail (en ce compris toute cession d'actions visée par les articles susvisés du Code du travail) ;
  - de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés sous réserve de l'adoption par l'Assemblée générale de la 11ème résolution.

Les achats d'actions de la Société pourront 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 la présente assemblée, étant précisé que lorsque les actions sont rachetées pour assurer la liquidité de l'action EDF dans les conditions définies ci-dessus, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite de 10% correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de la présente autorisation ;
- le nombre d'actions que la Société détiendra, directement ou indirectement, 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 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, aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera.

Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Le prix d'achat ne devra pas excéder 90 euros par action, étant précisé que le Conseil d'administration pourra ajuster ce prix maximum, 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.

La présente autorisation est conférée pour une durée de 18 mois à compter de la présente assemblée.

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de passer tous ordres en bourse ou hors marché, affecter ou réaffecter les actions acquises aux différentes finalités poursuivies dans les conditions légales et réglementaires applicables, remplir toutes formalités et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration informera chaque année l'assemblée générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

À TITRE EXTRAORDINAIRE :

ONZIÈME RÉSOLUTION

(Autorisation au Conseil d'administration de réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-209 du Code de commerce :

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 18 mai 2010, par sa 16e résolution ;
- autorise le Conseil d'administration à réduire le capital social par annulation de tout ou partie des actions rachetées dans le cadre d'un programme de rachat de ses propres actions par la Société, dans la limite de 10 % du capital par périodes de 24 mois, étant rappelé que cette limite de 10 % s'applique à un montant du capital de la Société qui sera, le cas échéant, ajusté pour prendre en compte des opérations affectant le capital social postérieurement à la présente assemblée ;
- autorise le Conseil d'administration à imputer la différence entre la valeur de rachat des actions annulées et leur valeur nominale sur les primes et réserves disponibles ;
- donne à cet effet tous pouvoirs au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales et réglementaires, pour en fixer les conditions et modalités, modifier les statuts de la Société en conséquence et plus généralement, faire tout ce qui sera nécessaire.

L'autorisation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

DOUZIÈME RÉSOLUTION

(Modification de l'article 10 des statuts)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de modifier

l'alinéa 2 de l'article 10 (Cession et transmission des actions) des statuts de la Société, qui s'établira désormais comme suit :

« Outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital ou des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la société est tenue, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, de déclarer à la société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. »

Le reste de l'article demeure inchangé.

TREIZIÈME RÉSOLUTION

(Modification de l'article 19 des statuts)
L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de modifier les alinéas 1, 2 et 3 de l'article 19 (Commissaires aux comptes) des statuts de la Société, qui s'établiront désormais comme suit :

« Le contrôle des comptes de la société est exercé par deux Commissaires aux comptes, désignés par l'Assemblée générale pour six exercices, en vertu de l'article L. 823-3 du Code de commerce, et exerçant leur mission conformément à la loi.

Ils sont convoqués, en application de l'article L. 823-17 du Code de commerce, à toutes les réunions du Conseil d'administration qui examinent ou arrêtent des comptes annuels ou intermédiaires, ainsi qu'à toute assemblée d'actionnaires.

Conformément à l'article L. 225-228 du code de commerce, le Président-Directeur Général et, le cas échéant, les Directeurs Généraux délégués, s'ils sont administrateurs, ne prennent pas part au vote du Conseil d'administration qui propose la nomination des Commissaires aux comptes à l'Assemblée générale. »

Le reste de l'article demeure inchangé.

QUATORZIÈME RÉSOLUTION

(Modification de l'article 20 des statuts)
L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de modifier l'article 20 (Assemblées générales) des statuts de la Société comme suit :

Point 1, alinéa 4 :

« 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 sa révocation éventuelle 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. »

Point 1, alinéa 8 :

Cet alinéa est supprimé.

Point 2, alinéas 1 et 2 :

« 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. Elles 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.

Sauf exceptions prévues par la loi, les convocations ont lieu quinze jours au moins avant la date prévue pour la réunion de l'Assemblée, et ce délai est réduit à dix jours pour les Assemblées générales réunies sur deuxième convocation et pour les Assemblées prorogées. »

Point 3, alinéa 3 :

« Un ou plusieurs actionnaires représentant au moins la quotité du capital prévue par la loi, ou toute association d'actionnaires remplissant les conditions requises par la loi et agissant dans les conditions et délais légaux, ont la faculté de requérir l'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions. La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour doit être motivée. En outre, conformément au code du travail, le comité d'entreprise peut requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions. »

Le reste de l'article demeure inchangé.

QUINZIÈME RÉSOLUTION

(Modification de l'article 24 des statuts)
L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de modifier l'article 24 (Affectation des résultats) des statuts de la Société, qui s'établira désormais comme suit :

« Article 24 – Affectation des résultats
1. Le compte de résultat qui récapitule les produits et les charges de l'exercice fait apparaître par différence, après déduction des amortissements et des provisions, le bénéfice ou la perte de l'exercice.

Sur le bénéfice de l'exercice diminué, le cas échéant, des pertes antérieures, il est prélevé 5 % au moins pour constituer le fonds de réserve légale. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque la réserve atteint le dixième du capital social ; il reprend son cours lorsque, pour une raison quelconque, la réserve légale est descendue au-dessous de ce dixième.

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice, diminué des pertes antérieures, ainsi que des sommes à porter en réserves en application de la loi ou des statuts, et augmenté du report bénéficiaire. Sur ce bénéfice, l'Assemblée générale peut prélever toutes sommes qu'elle juge à propos d'affecter à la dotation de tous fonds de réserves facultatives ou de reporter à nouveau.

En outre, l'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la disposition, en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués. Toutefois, les dividendes sont prélevés par priorité sur le bénéfice distribuable de l'exercice.

Hors le cas de réduction du capital, aucune distribution ne peut être faite aux actionnaires lorsque les capitaux propres sont ou deviendraient à la suite de celle-ci inférieurs au montant du capital augmenté des réserves que la loi ou les statuts ne permettent pas de distribuer. L'écart de réévaluation n'est pas distribuable ; il peut être incorporé en tout ou partie au capital.

La perte, s'il en existe une, est inscrite à un compte spécial pour être imputée sur les bénéfices des exercices ultérieurs jusqu'à extinction ou pour être apurée par voie de réduction de capital.

2. Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions nouvelles, le dividende ainsi majoré étant, si nécessaire, arrondi au centime inférieur. Les actions nouvelles ainsi créées seront assimilées, pour le calcul des droits au dividende majoré et aux attributions majorées, aux actions anciennes dont elles sont issues.

De même, tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'une exercice, d'une telle inscription depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de réalisation d'une augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfices ou primes, par distribution d'actions gratuites, bénéficie d'une majoration du nombre d'actions gratuites à lui distribuer égale à 10%, ce nombre étant arrondi à l'unité inférieure en cas de rompu.

Le nombre d'actions éligibles à ces majorations ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé.

En cas de paiement du dividende en actions comme en cas de distribution d'actions gratuites, l'ensemble de ces actions est immédiatement assimilé aux actions antérieurement détenues par l'actionnaire pour le bénéfice du dividende majoré ou la distribution d'actions gratuites. Toutefois, s'il existe des rompus :

- *en cas d'option pour le paiement du dividende en actions, l'actionnaire remplissant les conditions légales pourra verser une soulte en espèces pour obtenir une action supplémentaire ;*
- *en cas d'attribution d'actions gratuites, les droits formant rompus du fait de la majoration ne seront pas négociables et les actions correspondantes seront vendues, les sommes provenant de la vente étant allouées aux titulaires de ces droits au plus tard trente jours après la date d'inscription à leur compte du nombre entier d'actions attribuées.*

Les dispositions du présent paragraphe 2 s'appliqueront pour la première fois pour le paiement du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013, fixé par l'Assemblée générale ordinaire appelée à se tenir en 2014. »

À TITRE ORDINAIRE ET EXTRAORDINAIRE :

SEIZIÈME RÉSOLUTION

(Pouvoirs pour formalités)

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente assemblée en vue de l'accomplissement de toutes les formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publicité prévus par la législation en vigueur.

Relations Investisseurs

Carine de Boissezon, Directrice Investisseurs et Marchés

Email : comfi-edf@edf.fr

Sites Internet

http://www.edf.com

http://finance.edf.com

Société anonyme
Au capital de 924 433 331 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Conception
sequoia

et
Réalisation

RR Donnelley
Y03390

AVRIL 2011

LE GROUPE EDF EST CERTIFIÉ ISO 14001

EDF
22 - 30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08

SA au capital de 924 433 331 euros - 552 081 317 R.C.S Paris

edf.com