



RAPPORT D'ACTIVITÉ - RÉSULTATS DU GROUPE 2014

Sommaire

1.1	Chiffres clés	5
1.2	Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2014	6
1.2.1	Éléments de conjoncture	6
1.2.1.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	6
1.2.1.2	Consommation d'électricité et de gaz	10
1.2.1.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	10
1.2.1.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	11
1.2.2	Événements marquants	12
1.2.2.1	Développements stratégiques	12
1.2.2.2	Participations et partenariats	12
1.2.2.3	Projets d'investissement	14
1.2.2.4	Centrales nucléaires existantes	15
1.2.2.5	Transition énergétique	15
1.2.2.6	Environnement réglementaire	16
1.2.2.7	Gouvernance – Conseil d'administration	18
1.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014	19
1.3.1	Chiffre d'affaires	19
1.3.1.1	Évolution du chiffre d'affaires Groupe	19
1.3.1.2	Évolution du chiffre d'affaires par segment	20
1.3.2	Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	22
1.3.2.1	Évolution et analyse de l'EBE Groupe	22
1.3.2.2	Évolution et analyse de l'EBE par segment	23
1.3.3	Résultat d'exploitation	24
1.3.3.1	Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	24
1.3.3.2	Dotations aux amortissements	25
1.3.3.3	Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	25
1.3.3.4	Pertes de valeur / reprises	25
1.3.3.5	Autres produits et charges d'exploitation	25
1.3.4	Résultat financier	25
1.3.5	Impôts sur les résultats	26
1.3.6	Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	26
1.3.7	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	26
1.3.8	Résultat net part du Groupe	26
1.3.9	Résultat net courant	26

Le présent document a été publié le 12 février 2015.

1.4	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	27
1.4.1	Cash flow opérationnel	28
1.4.2	Variation du besoin en fonds de roulement	28
1.4.3	Investissements nets hors opérations stratégiques	28
1.4.4	Investissements nets sur opérations stratégiques	29
1.4.5	Actifs dédiés	29
1.4.6	Cash flow avant dividendes	29
1.4.7	Dividendes versés en numéraire	29
1.4.8	Cash flow après dividendes	29
1.4.9	Émission « hybride »	29
1.4.10	Effet change	29
1.4.11	Endettement financier net	29
1.4.12	Ratios financiers	30
1.5	Gestion et contrôle des risques marchés	30
1.5.1	Gestion et contrôle des risques financiers	30
1.5.1.1	Position de liquidité et gestion du risque de liquidité	30
1.5.1.2	Notation financière	33
1.5.1.3	Gestion du risque de change	33
1.5.1.4	Gestion du risque de taux d'intérêt	35
1.5.1.5	Gestion du risque actions	35
1.5.1.6	Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA	36
1.5.1.7	Gestion du risque de contrepartie/crédit	39
1.5.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	39
1.5.2.1	Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies	39
1.5.2.2	Organisation du contrôle	40
1.5.2.3	Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies	40
1.5.3	Gestion des risques assurables	40
1.6	Opérations avec les parties liées	41
1.7	Périmètre de consolidation	41
1.8	Principaux risques et incertitudes	42
1.9	Perspectives financières	42

1. Informations financières et juridiques

1.1 Chiffres clés

En application du règlement européen 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 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2014 du Groupe EDF.

Les données comparatives 2013 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de méthode comptable lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2014 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2013 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 279	16 099	1 180	+ 7,3	+ 6,5
Résultat d'exploitation	7 984	8 334	(350)	- 4,2	- 4,3
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 433	5 392	41	+ 0,8	+ 0,9
Résultat net part du Groupe	3 701	3 517	184	+ 5,2	+ 6,2
Résultat net courant ⁽¹⁾	4 852	4 117	735	+ 17,9	+ 18,7

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net 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 section 1.3.9 « Résultat net courant »).

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2014	31 décembre 2013 retraité
Actif immobilisé	146 078	137 748
Stocks et clients	37 923	36 096
Autres actifs	65 609	57 589
Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	18 361	18 332
Actifs détenus en vue de la vente	18	1 154
TOTAL DE L'ACTIF	267 989	250 919
Capitaux propres – part du Groupe	35 191	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 419	4 998
Passifs spécifiques des concessions	44 346	43 454
Provisions	73 850	66 304
Emprunts et dettes financières	52 569	51 765
Autres passifs	56 614	50 191
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	–	–
TOTAL DU PASSIF	267 989	250 919

Cash flow après dividendes

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow après dividendes ⁽¹⁾	(4 007)	(314)	(3 693)	n. a.

(1) Le cash flow après dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement et investissements nets tels que définis à la section 1.4 (« Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements »), dotations et retraits sur actifs dédiés, et dividendes.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31 décembre 2014	31 décembre 2013	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	55 652	51 637	4 015	+ 7,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 083)	128	(3 211)	n. a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 701)	(5 096)	395	- 7,8
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	(12 990)	(12 566)	(424)	+ 3,4
Prêt à RTE	(670)	(670)	–	–
Endettement financier net ⁽¹⁾	34 208	33 433	775	+ 2,3

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

1.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2014

1.2.1 Éléments de conjoncture

1.2.1.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen de plus en plus interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, et notamment les pays dans lesquels le Groupe a des activités d'exploitation, de distribution, d'optimisation ou de *trading*, est un élément de contexte primordial. Au cours de l'année 2014, les prix de l'énergie en Europe ont été en baisse par rapport à l'année 2013 en raison d'une demande faible due à des températures particulièrement douces et d'un recul des prix des combustibles.

1.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2014 en base (€/MWh)	34,6	51,2	52,1	32,8	47,4
Variation 2014/2013 des moyennes en base	- 19,9 %	- 13,4 %	- 17,3 %	- 13,3 %	- 0,2 %
Moyenne 2014 en pointe (€/MWh)	43,8	57,7	58,7	41,0	54,9
Variation 2014/2013 des moyennes en pointe	- 20,4 %	- 14,7 %	- 16,5 %	- 15,8 %	- 5,9 %

1. **France et Allemagne** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 34,6 €/MWh sur 2014, en baisse de 8,6 €/MWh par rapport à l'année dernière. Ce recul des prix s'explique principalement par les températures particulièrement douces sur l'année entraînant une demande en baisse par rapport à l'année passée. L'année 2014 a également été marquée par une production d'énergie renouvelable importante. Enfin, le repli des prix *spot* du charbon et du gaz a ajouté une pression baissière supplémentaire sur les prix *spot* de l'électricité.

La conjonction de ces différents éléments baissiers a conduit en 2014 le prix *spot* moyen à son plus bas niveau depuis 2004.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité ont été en baisse de 13,4 % par rapport à la même période en 2013. Les températures douces ont permis de maintenir un équilibre offre-demande électrique détendu, mais également de limiter la demande en gaz, ce qui a conduit à une baisse graduelle des prix *spot* gaziers. La baisse des prix de l'électricité est toutefois

moins marquée que dans le reste de l'Europe en raison de l'augmentation, au 1^{er} avril 2014, de la taxe carbone applicable dans ce pays.

En **Italie**, les prix *spot* ont reculé de 17,3 % par rapport à l'an passé, en raison de la baisse des prix du gaz et des températures douces durant l'année.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont reculé en moyenne de 5,0 €/MWh par rapport à 2013, en raison notamment des températures douces et d'une production d'énergie renouvelable importante. Il s'agit également du prix moyen le plus bas depuis 2005.

En **Belgique**, les prix *spot* sont restés stables en moyenne par rapport à 2013 contrairement au reste de l'Europe. Malgré une baisse significative observée sur le premier trimestre 2014, de l'ordre de 18,0 €/MWh, le reste de l'année a été plus tendu en raison de l'arrêt de deux tranches nucléaires en Belgique en mars 2014 (Tihange 2 et Doel 3). Une nouvelle tranche (Doel 4) a été arrêtée du 4 août au 19 décembre 2014 (voir section 1.2.2.4.2 (« Belgique »)), ce qui a contraint encore davantage l'équilibre offre-demande. Les prix moyens sur les trois derniers trimestres de l'année ont ainsi été de 5,8 €/MWh plus élevés que sur la même période en 2013.

1.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2014 du prix du contrat annuel 2015 à terme en base (€/MWh)	42,4	63,1	53,8	35,1	46,9
Variation 2014/2013 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 2,0 %	+ 2,8 %	- 14,3 %	- 10,2 %	+ 7,7 %
Prix à terme du contrat annuel 2015 en base au 23 décembre 2014 (€/MWh)	40,3	61,7	50,1	34,2	44,2
Moyenne 2014 du prix du contrat annuel 2015 à terme en pointe (€/MWh)	53,1	71,3	60,0	44,4	57,2
Variation 2014/2013 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 6,2 %	+ 1,0 %	- 14,1 %	- 10,6 %	+ 1,5 %
Prix à terme du contrat annuel 2015 en pointe au 23 décembre 2014 (€/MWh)	50,5	68,8	57,2	42,9	54,2

En **France**, le contrat annuel en base a clôturé l'année à 40,3 €/MWh après s'être établi en moyenne à un niveau inférieur de 2,0 % à celui constaté en 2013. Sur l'année 2014, cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et du gaz, toutefois atténuée par la hausse de prix des droits d'émission de CO₂. Au cours de la période d'avril à mi-juillet, les prix à terme se sont stabilisés autour de 42 €/MWh, en adhérence avec le niveau de l'ARENH auquel peuvent s'approvisionner les fournisseurs d'électricité.

Après un rebond des prix au cours de l'été en lien avec les prix du gaz, le prix s'est stabilisé en septembre autour de 43 €/MWh. En effet, la baisse des prix du charbon et du CO₂ a été compensée par différentes annonces contraignant l'équilibre offre-demande de certains pays voisins. Le dernier trimestre de l'année a été marqué par un équilibre offre-demande détendu en lien avec des températures douces et une disponibilité nucléaire élevée, entraînant la baisse des prix de l'électricité des premiers mois de l'année 2015, et donc du contrat annuel. À cela s'est ajoutée, au cours du mois de décembre, une baisse des prix du gaz, du charbon et du *brent*, qui a contribué à faire chuter le prix du contrat annuel fin décembre. Celui-ci a atteint 40,0 €/MWh le 22 décembre, son niveau le plus bas depuis plus de cinq ans.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N + 1 au 31 mars N + 2, a terminé l'année à 61,7 €/MWh, en baisse de 1,5 €/MWh par rapport au début de l'année, dans le sillage des prix du gaz anglais. Cependant, ce contrat s'est échangé en moyenne à un

niveau supérieur à celui de l'année dernière en raison de la hausse de la taxe sur le CO₂ appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité. Le montant de celle-ci progressera de près de 9,0 £/t à partir du 1^{er} avril 2015, pour s'établir à 18 £/t, ce niveau restant ensuite constant jusqu'en 2020.

En **Italie**, le contrat annuel en base a clôturé l'année à 50,1 €/MWh, après s'être établi en moyenne 8,9 €/MWh plus bas qu'en 2013. Cet important repli s'explique par la baisse de prix du gaz, très présent dans le mix énergétique italien, ainsi que par la progression des énergies renouvelables.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a reculé en moyenne de 4,0 €/MWh par rapport à 2013 et a clôturé l'année à 34,2 €/MWh. Outre la baisse de prix des combustibles qui a beaucoup impacté le système électrique d'outre-Rhin, très dépendant du charbon, cet important repli des prix de l'électricité s'explique par le développement des parcs éoliens et photovoltaïques allemands.

En **Belgique**, le contrat annuel en base a progressé en moyenne de 3,4 €/MWh par rapport à 2013. Les prix ont en effet fortement augmenté suite à la fermeture de deux tranches nucléaires à la fin du mois de mars 2014, alors que leur date de retour sur le réseau n'est pas encore confirmée. L'arrêt d'une troisième tranche nucléaire (Doel 4) entre le 4 août et le 19 décembre 2014 a également contribué à l'augmentation du prix moyen de ce contrat, qui a clôturé l'année à 44,2 €/MWh alors qu'il n'était que de 41,7 €/MWh début janvier 2014.

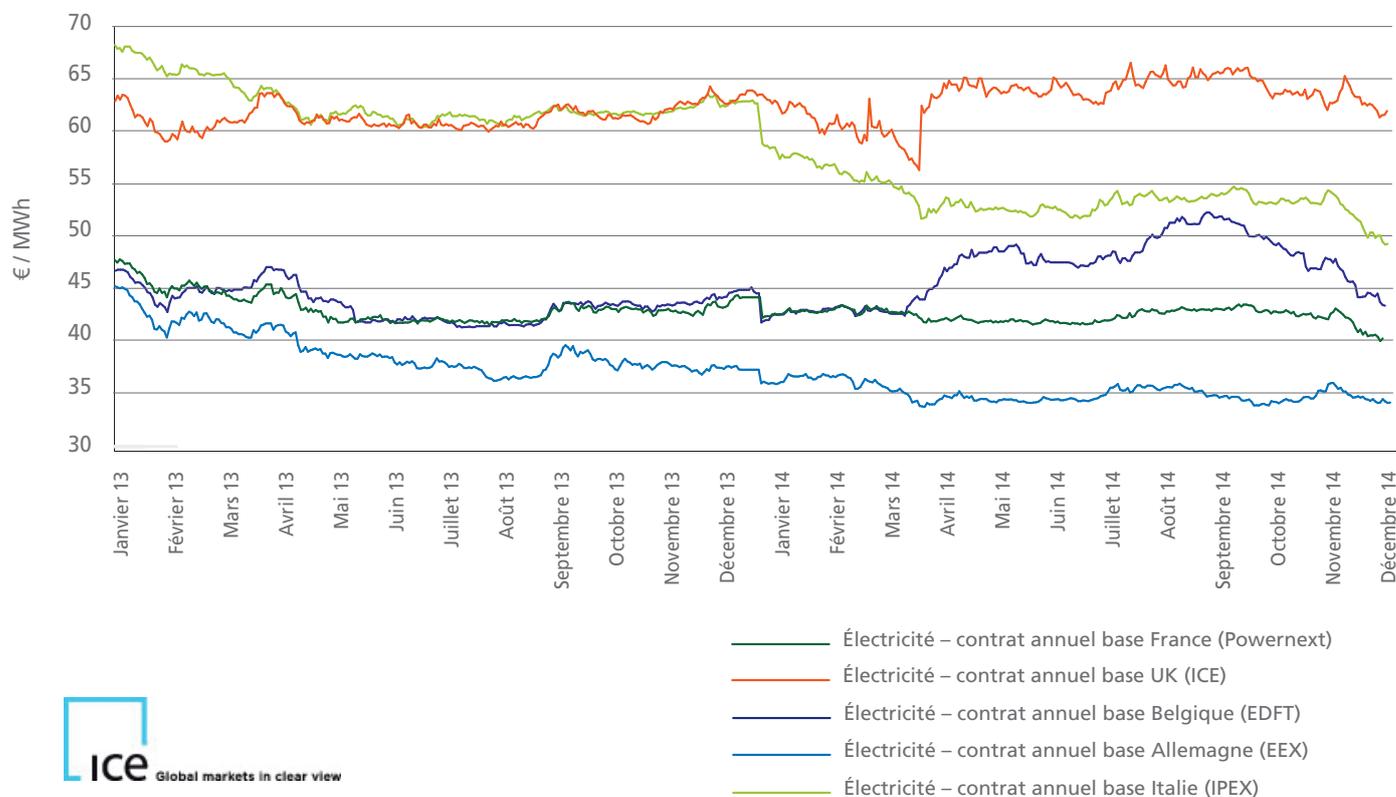
1. **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique : cotation EDF Trading de l'année suivante ;

Italie : cotation EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation ICE des contrats annuels avril 2014 puis avril 2015 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base



1.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂¹

Le prix du CO₂ a augmenté en 2014 pour terminer l'année à 6,9 €/t, en hausse de 1,9 €/t par rapport au début du mois de janvier. L'année 2014 a été ponctuée d'annonces relatives au *backloading* et au *Market Stability Reserve* (MSR), faisant réagir les acteurs de marché.

Le marché des droits d'émission de CO₂ étant sur-alloué à l'échelle européenne, la Commission européenne a mis en place la mesure de *backloading* afin de réduire temporairement l'offre. Après plusieurs années de négociation, la mesure a finalement été mise en application début 2014.

900 millions de tonnes de droits d'émission ne seront pas mis aux enchères entre 2014 et 2016 (dont 400 millions de tonnes pour la seule année 2014), mais ce volume sera reporté entre 2019 et 2020. Le mécanisme dit « MSR » viendrait en complément de cette mesure et permettrait de réduire le nombre de droits d'émission en circulation, en plaçant l'excédent dans une réserve.

1. Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution des prix des droits d'émission de CO₂



1.2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles¹

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2014	78,3	99,5	24,7
Variation 2014/2013 des moyennes	-11,9 %	-8,5 %	-8,3 %
Plus haut de 2014	86,6	115,1	27,0
Plus bas de 2014	65,9	57,3	21,8
Prix fin 2013	82,3	110,8	27,2
Prix fin 2014	65,9	57,3	21,8

Le prix à terme du **charbon** livré en Europe a poursuivi sa baisse de 2013, en lien avec un équilibre offre-demande qui est resté très détendu à l'échelle mondiale. Cette situation est due à une abondance de charbon russe, américain et colombien à bas prix et à une demande asiatique moins importante que prévue. De plus, les températures douces observées en 2014 sur l'ensemble de l'Europe ont conduit à une faible utilisation du charbon, ce qui a maintenu les stocks à un niveau important. Le prix du charbon a fortement baissé en toute fin d'année, en lien avec la forte dépréciation du rouble liée à la crise économique russe. Le prix du charbon est ainsi passé de 86,6 \$/t début janvier à 65,9 \$/t le 31 décembre 2014, son niveau le plus bas depuis 2006.

À la fin de l'année 2014, le cours du **pétrole** brut s'est établi à 57,3 \$/bbl, en chute de 53,5 \$/bbl par rapport à son niveau observé fin 2013. Jusqu'à la fin du mois de juin, les prix du *brent* ont été stables, autour de 110 \$/bbl. Le mois de juillet a vu s'enclencher une baisse continue des prix du *brent*, s'expliquant dans un premier temps par l'apaisement des préoccupations des acteurs quant aux conflits en Ukraine et en Irak. Une offre abondante et une hausse des exportations libyennes ont ensuite pris le relais. Face à une baisse des perspectives de demande en Europe et en Asie, l'offre est surabondante en raison du maintien de la production par les pays de l'OPEP, principalement l'Arabie saoudite, et d'une production accrue de pétrole de schiste américain, ce qui a conduit à une baisse très importante sur le seul mois de décembre.

1. **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t) ;

Pétrole : *brent* / baril de pétrole brut première référence ICE (front month) – (en \$/baril) ;

Gaz naturel : Cotation Powernext pour une livraison annuelle d'octobre de l'année N + 1 à septembre de l'année N + 2 en France (PEG Nord en €/MWhg).

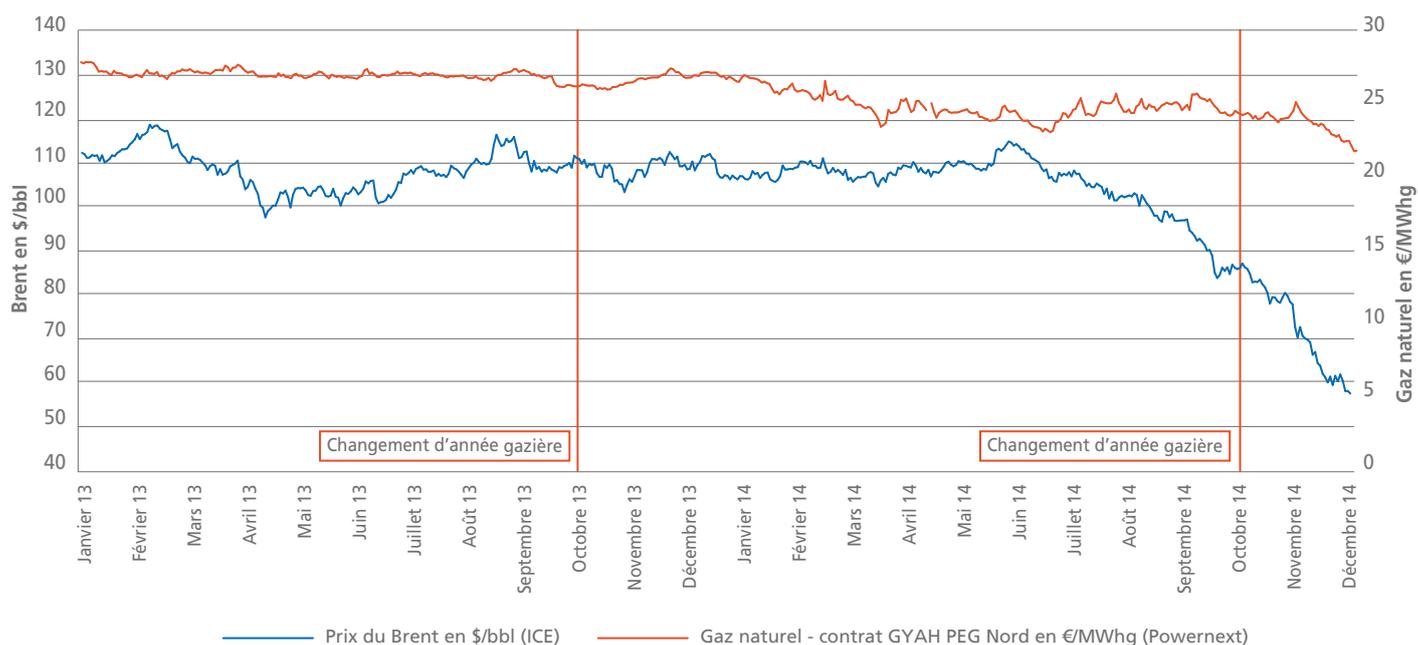
En 2014, le contrat *Gas Year Ahead* de **gaz naturel** sur le *hub* français PEG Nord, courant du 1^{er} octobre N + 1 au 30 septembre N + 2, s'est échangé en moyenne à 24,7 €/MWh, en baisse de 2,2 €/MWh par rapport à 2013. Il a clôturé l'année à 21,8 €/MWh, son plus bas niveau depuis novembre 2010.

Les températures élevées du premier trimestre 2014 ont fortement détendu l'équilibre offre-demande à court terme, entraînant un faible recours au soutirage des moyens de stockage et même leur reconstitution rapide, rassurant les acteurs de marchés sur l'hiver suivant.

Le prix du contrat gazier a par la suite évolué en lien avec le conflit entre l'Ukraine et la Russie. L'accord signé en octobre entre ces deux pays a provisoirement mis fin à cette crise, en assurant les livraisons de gaz russe à l'Ukraine pendant l'hiver 2014-2015.

Au cours du mois de décembre 2014, les prix ont chuté de 2,3 €/MWh, entraînés par ceux du baril de *brent*.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



1.2.1.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz²

En 2014, la consommation globale d'électricité en **France** a baissé de 6 % par rapport à celle de 2013. Cette évolution s'explique principalement par la douceur du climat, l'année 2014 ayant été la plus chaude depuis le début du XX^e siècle, en particulier sur les mois d'hiver.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation française d'électricité diminue de 0,4 %. La consommation des PMI/PME, des professionnels et des particuliers est également en baisse de 0,5 %, alors que la consommation de la grande industrie est stable.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité, peu thermosensible, est en baisse de 3,7 % en 2014 par rapport à 2013 du fait de la réduction de la demande des particuliers et des températures douces ; elle s'est contractée de 3 % en **Italie** par rapport à 2013.

La consommation de gaz naturel en **France** a diminué de 16,5 % en 2014 par rapport à 2013 en raison du climat exceptionnellement doux.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en baisse de 14,1 % par rapport à 2013, en lien également avec la douceur du climat. De même, en **Italie**, la consommation intérieure de gaz naturel a diminué de 11,6 %, reflétant le climat doux, la contribution croissante des énergies renouvelables, notamment hydroélectrique en 2014, et la demande plus faible d'électricité.

1.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en France, voir sections 1.2.2.6.1.4 (« Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État ») et 1.2.2.6.1.5 (« Tarifs régulés de vente d'électricité en France »).

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE.

Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.

Données Italie : données Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

2. Données France : données brutes communiquées par Smart GRTgaz.

Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.

Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

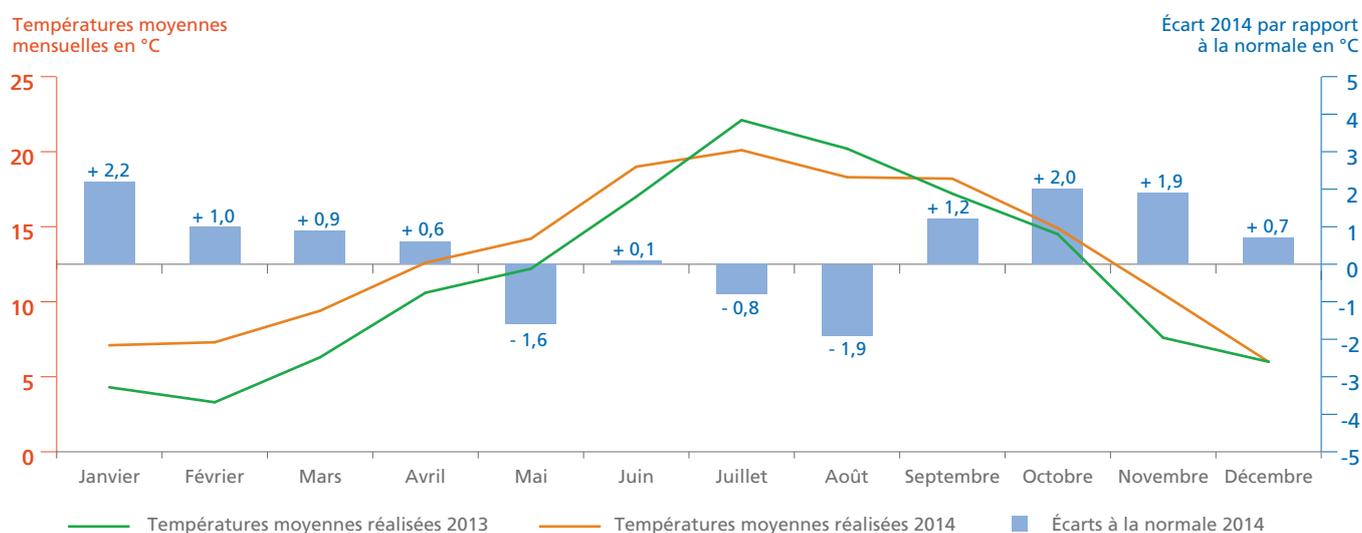
Au Royaume-Uni, EDF Energy a augmenté ses tarifs de gaz et d'électricité de 3,9 % au 3 janvier 2014, soit moins de la moitié de la hausse effectuée par ses principaux concurrents au dernier trimestre 2013. EDF Energy a ainsi anticipé la révision à la baisse du coût des programmes d'efficacité énergétique qui avait été annoncée par le Gouvernement en décembre 2013. Le 27 janvier 2015, EDF Energy a annoncé une baisse de 1,3 % des tarifs de gaz, qui sera effective à partir du 11 février 2015, afin de répondre à la récente baisse des prix de marché du gaz. Une grande majorité des achats d'énergie permettant d'approvisionner les clients a été réalisée en avance et à des prix plus élevés. Cet effet et les bas prix déjà offerts par EDF Energy ont ainsi limité la baisse des tarifs.

1.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2014 a été exceptionnellement chaude, avec une température moyenne annuelle sur la France¹ de 0,5 °C au-dessus de la normale, positionnant l'année 2014 au premier rang des années les plus chaudes depuis 1900, devant 2011 et 2003. Les températures ont été fortement contrastées au cours de l'année, avec :

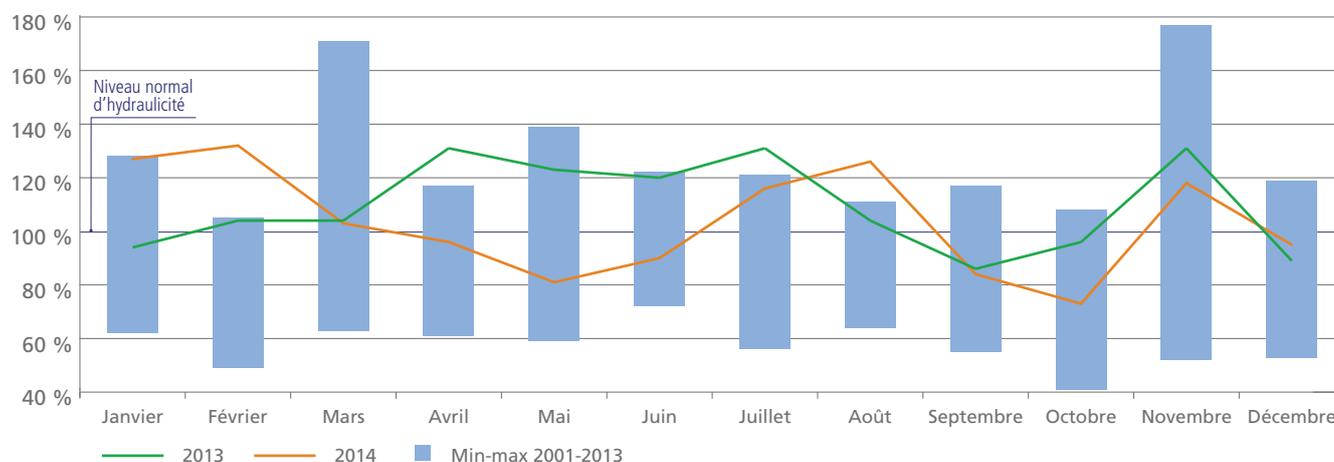
- un niveau supérieur aux normales plus particulièrement sur les quatre premiers mois de l'année et au dernier trimestre ;
- une fin de printemps et un début d'été (mai, juillet, août) particulièrement frais.

Températures¹ en France en 2014 et 2013



Cette année 2014 a été marquée par une pluviométrie abondante et excédentaire sur un large pourtour méditerranéen (Balkans compris) et à un degré moindre sur la façade atlantique (Portugal, ouest de la France, Royaume-Uni et sud de la Scandinavie). À l'opposé, les précipitations ont été déficitaires sur l'extrême sud de l'Espagne, le nord de la Scandinavie et les régions situées plus à l'est.

Hydraullicité en France en 2014 et 2013²



1. Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

2. Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs OSGE (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

Sur la France, après un hiver pluvieux et doux permettant la constitution d'un enneigement encore conséquent sur les Alpes du Sud et les Pyrénées, un important déficit pluviométrique s'est creusé depuis début mars (à l'exception des Pyrénées) jusqu'à fin juin. L'été a été particulièrement pluvieux (notamment en juillet), puis l'automne a été marqué par de nombreuses perturbations méditerranéennes et cévenoles apportant d'abondantes précipitations sur le quart sud-est.

Conséquence de cette météorologie particulière, le productible hydraulique France a été supérieur à la normale jusqu'en février, avant de s'essouffler progressivement au printemps pour redevenir largement excédentaire durant l'été et en fin d'automne. En cumulé sur l'année, il est légèrement excédentaire (mais bien moins qu'en 2013).

1.2.2 Événements marquants ¹

1.2.2.1 Développements stratégiques

1.2.2.1.1 Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C, située dans le Somerset. Cette décision fait suite à un examen rigoureux et détaillé des accords menés pendant douze mois par la Commission européenne dans le cadre des règles de l'Union européenne sur les aides d'État. L'obtention de l'autorisation de la Commission européenne marque une nouvelle étape importante pour le projet, faisant notamment suite à : la délivrance du permis de construire et des licences concernant le site nucléaire ; l'approbation de la conception du réacteur EPR par le régulateur britannique et l'accord sur les termes commerciaux du projet en octobre 2013, notamment le prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD²) sur une durée de 35 ans à partir de la date de mise en service ; et l'éligibilité au programme national de garantie de financement des infrastructures (Infrastructure UK).

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du CfD et des contrats avec les principaux fournisseurs.

1.2.2.1.2 Finalisation de l'accord entre EDF et Veolia Environnement sur Dalkia

EDF et Veolia Environnement ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par Veolia Environnement. Dans ce cadre, Veolia Environnement a versé en net au groupe EDF un montant de 661 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia. Ce versement, prévu initialement pour 550 millions d'euros, a été ajusté sur le périmètre définitif de la transaction, sans impact financier significatif par rapport au schéma initialement envisagé.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec Veolia Environnement sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Cette opération permet au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

1.2.2.2 Participations et partenariats

1.2.2.2.1 Prolongation d'une série d'accords existants avec les partenaires chinois d'EDF

En mars 2014, à l'occasion de la visite en France du Président de la République populaire de Chine, EDF a signé une série d'accords avec ses partenaires chinois.

Dans le domaine du nucléaire, EDF a renforcé ses accords avec ses partenaires : avec CNNC sur le renforcement de leur coopération, notamment en matière d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance ; avec China General Nuclear Power Group (CGN) sur leur « accord de partenariat global ».

Le 29 janvier 2015, EDF a signé un nouvel accord avec CGN afin de partager leur retour d'expérience sur l'exploitation et l'ingénierie des parcs nucléaires existants pour maintenir les plus hauts niveaux de sûreté et conserver la cohérence entre les normes et les procédures françaises et chinoises. EDF a également signé un accord avec Huadian, un des premiers électriciens chinois, ouvrant la voie à de futures collaborations sur des projets communs en Chine et à l'international. Trois domaines seront particulièrement à l'étude : les centrales à Cycle Combiné Gaz, les centrales hydrauliques et les énergies renouvelables.

Le 18 avril 2014, EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont par ailleurs signé un accord pour la participation d'EDF à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC), qui est consolidée par mise en équivalence. Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction a été lancée sur le site de Fuzhou, dans la province du Jiangxi, dans le Sud-Est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016. Elle sera la première centrale à charbon de type ultra-supercritique exploitée par EDF, technologie garantissant un rendement élevé ainsi qu'un impact moindre sur l'environnement. Cet accord permet à EDF de renforcer ses compétences d'ingénierie et d'exploitant thermique, et d'établir de nouvelles synergies industrielles avec des leaders mondiaux de la filière thermique.

1.2.2.2.2 Accord final avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé, le 1^{er} avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (soit 290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Au regard des critères d'analyse des nouvelles normes IFRS 10 et IFRS 11, CENG est consolidée par mise en équivalence.

1. Le document de référence ainsi que l'ensemble des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet www.edf.com.

2. Le CfD implique que Hinkley Point C offrira des prix stables et prévisibles. Si les prix de marché (référence) de l'électricité dépassent le prix d'exercice du CfD, les consommateurs n'auront pas à payer plus, et le producteur devra rembourser la différence. Si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, l'exploitant recevra un paiement complémentaire. Les consommateurs n'auront rien à payer tant que la centrale ne sera pas en service.

1.2.2.2.3 Signature d'un accord d'importation de GNL avec le groupe Cheniere

Le 17 juillet 2014, EDF a signé avec Corpus Christi Liquefaction LLC, filiale du groupe Cheniere, un contrat d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) d'une durée de 20 ans (avec option de prolongation de 10 ans). Le GNL sera produit et livré au terminal de liquéfaction de Corpus Christi au Texas, les volumes concernés représentant environ 0,5 Gm³ par an à compter du démarrage du deuxième train de liquéfaction de Corpus Christi et 1 Gm³ par an à compter du démarrage du troisième train. L'entrée en vigueur de ce contrat est soumise à certaines conditions suspensives, notamment la décision d'investissement liée à la réalisation du troisième train de liquéfaction.

1.2.2.2.4 Accord avec le consortium Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché. Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons puis, dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global. Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité de long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

1.2.2.2.5 Conclusion de l'arbitrage entre Edison et Promgas concernant la révision du prix contrat long terme de fourniture de gaz

Le tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce de Stockholm a rendu le 29 août 2014 sa sentence relative à la réduction du prix du contrat long terme d'approvisionnement en gaz de Russie entre Promgas et Edison. La baisse du prix obtenue par Edison a eu un impact positif de 80 millions d'euros sur l'EBE de l'exercice 2014 du Groupe.

1.2.2.2.6 Finalisation de l'accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i

Le 6 novembre 2014, Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ont annoncé la finalisation du processus d'échange d'actions créant le troisième plus grand opérateur italien du secteur des énergies renouvelables avec environ 600 MW de capacité installée. Ce nouvel acteur du renouvelable s'appuiera sur la combinaison des compétences d'Edison en matière de gestion et optimisation de production d'électricité et d'EDF Énergies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance. La capacité et les compétences financières de ce nouvel ensemble seront renforcées par la présence d'un partenaire stratégique tel que F2i, un investisseur institutionnel de long terme doté d'une longue expérience dans le secteur de l'énergie.

Les actionnaires de cette nouvelle société sont F2i, à hauteur de 70 %, et une holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles, pour les 30 % restants. La gouvernance définie et les accords contractuels associés permettent à Edison, en application des principes comptables en vigueur au 1^{er} janvier 2014, de consolider la société en intégration globale.

1.2.2.2.7 EDF s'associe à Eletronorte et CHESF au Brésil pour la construction du barrage hydroélectrique de SINOP

Le 12 décembre 2014, EDF, à travers sa filiale EDF Norte Fluminense, a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de SINOP (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de SINOP. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletronorte.

La construction de ce barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014 et sa mise en service commerciale est prévue au deuxième semestre 2017. L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

1.2.2.2.8 Accord avec Gazprom pour le rachat de la participation d'EDF dans South Stream

EDF et Gazprom ont signé un accord le 29 décembre 2014 pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream (South Stream Transport BV¹).

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

1.2.2.2.9 Investissements et cessions d'EDF Énergies Nouvelles

Le 9 janvier 2014, EDF Énergies Nouvelles, via sa filiale américaine EDF Renewable Energy, a annoncé l'acquisition de Spinning Spur 3, un projet de parc éolien de 194 MW à construire au Texas. Ce projet a été initialement développé par Cielo Wind Power LP et sa mise en service est attendue pour la fin 2015. La production d'électricité sera fournie à deux entités municipales dans le cadre d'un contrat d'achat d'une durée de 20 ans.

Le 16 juillet 2014, EDF Énergies Nouvelles a également annoncé une prise de participation de 96 % dans le projet éolien de 175 MW d'Orion Energy Group et Vision Energy LLC. Ce projet, Pilot Hill, situé dans l'Illinois, bénéficie d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans avec Microsoft Corporation.

EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs cédé plusieurs parcs éoliens. Les principales cessions ont eu lieu en Amérique du Nord, avec notamment la cession aux États-Unis de la moitié du parc de Spinning Spur 2 (161 MW) et de 90 % du parc de Shiloh IV (102,5 MW), mais aussi au Canada avec la cession de 60 % des parcs de Lac Alfred (150 MW), de Massif du Sud (75 MW) et de Saint-Robert (40 MW) ainsi qu'au Royaume-Uni avec la cession de 80 % des parcs de Glass Moor (12 MW), de Green Rigg (36 MW) et de Rusholme (24 MW), détenus à 50 % avec EDF Energy.

Dans le solaire, EDF Énergies Nouvelles a également cédé 50 % de la centrale de Catalina Solar (143 MWC).

1.2.2.2.10 Accords d'EDF Énergies Nouvelles dans l'exploitation-maintenance

En décembre 2014, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la signature de plusieurs contrats d'exploitation-maintenance (O&M) concernant la gestion d'installations éoliennes et solaires pour compte propre et compte de tiers.

Les plus importants contrats portent sur 656 MW aux États-Unis, 599 MW en Italie et 588 MW au Canada. En 2014, l'activité O&M d'EDF Énergies Nouvelles a connu une croissance globale de 30 %, passant de 9 GW à près de 12 GW de capacités à gérer dans neuf pays.

1. La société South Stream Transport BV était détenue à 50 % par Gazprom, aux côtés d'Eni (20 %), de Wintershall et d'EDF (15 % chacun). Cette société avait été créée afin de construire la partie sous-marine du gazoduc South Stream.

1.2.2.2.11 Accords de coopération en Pologne

EDF Polska a signé des accords de coopération avec les villes de Zielona Gora en avril 2014, et avec celles de Gdansk et Gdynia en septembre 2014. EDF Polska va soutenir ces villes dans les domaines de l'efficacité énergétique et plus généralement de la protection de l'environnement.

1.2.2.2.12 Accords de coopération en Belgique

EDF Luminus a signé en 2014 des accords de coopération avec les villes de Gand et Genk, fixant les principes d'une collaboration dans les domaines des villes durables, efficacité énergétique et formation.

1.2.2.2.13 Snam, GIC et EDF Invest concluent un accord avec Crédit Agricole Assurances pour son entrée au capital de TIGF

Le 28 janvier 2015, Snam, GIC et EDF Invest ont annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances en vue de son entrée au capital de TIGF à hauteur de 10 %. À l'issue de l'opération, Snam, GIC et EDF Invest percevront un peu plus de 180 millions d'euros, et détiendront avec Crédit Agricole Assurances respectivement 40,5 %, 31,5 %, 18,0 % et 10,0 % du capital de TIGF indirectement. Sous réserve des conditions usuelles, la réalisation de l'opération est prévue d'ici la fin du premier trimestre 2015.

1.2.2.3 Projets d'investissement

1.2.2.3.1 En France

1.2.2.3.1.1 EPR de Flamanville

Suite aux travaux préparatoires menés dans le cadre de la revue de projet avec l'ensemble des fournisseurs ayant mis en évidence un décalage dans le planning du chantier, le Groupe a annoncé le 18 novembre 2014 que le démarrage de l'installation était désormais prévu pour 2017.

Cette révision du planning résulte des difficultés rencontrées par AREVA sur :

- les livraisons d'équipements tels que le couvercle et les structures internes de la cuve ;
- la mise en place de la réglementation des équipements sous pression nucléaires (ESPN) pour laquelle Flamanville 3 est tête de série, en particulier sur un lot de montage réalisé par AREVA et ses entreprises sous-traitantes.

AREVA a présenté à EDF un point sur les analyses en cours sur le défaut de soudure au niveau des générateurs de vapeur, les essais de qualification des soupapes du pressuriseur et les expertises métallurgiques sur les matériaux du couvercle de la cuve.

La revue de projet permettra, avec l'ensemble des fournisseurs, de partager ces éléments pour les intégrer dans le calendrier du chantier et de définir précisément les conséquences des éléments mentionnés portés à notre connaissance afin de prendre toutes les décisions nécessaires pour le bon achèvement du chantier.

1.2.2.3.1.2 Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre des réglementations européenne et française relatives aux systèmes de comptages électriques (Directive européenne n° 2009-072 ; loi du 3 août 2009 (article 18) ; décret français du 31 août 2010 en cours d'actualisation ; arrêté comptage du 4 janvier 2012). Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF en 2010 et 2011 sur la base de 300 000 compteurs. Le bilan effectué par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait alors conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants.

À l'initiative du Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier Ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de 3 millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements, qui a été attribué début août 2014 à six industriels. Ces entreprises livreront les premiers compteurs avant la fin de l'année 2015. En outre, ERDF a passé des appels d'offres pour la pose de millions de compteurs. Le déploiement des premiers compteurs dans les foyers devrait intervenir à partir de l'automne 2015.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 relative au cadre de régulation tarifaire pour le projet Linky a été publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2014. Compte tenu de l'ampleur exceptionnelle de ce projet industriel (5 milliards d'euros investis entre 2014 et 2021 avec la pose de 35 millions de compteurs), un taux spécifique de rémunération des actifs a été établi sur une durée de 20 ans.

1.2.2.3.1.3 Mises en service réalisées par la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)

Dans le cadre de ses objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer, la filiale EDF PEI a mis en service sur l'année 2014 les 6 derniers groupes Diesel de la centrale de Bellefontaine en Martinique, les 7 groupes Diesel de la centrale de Lucciana en Haute-Corse et les 7 premiers groupes Diesel de la centrale de Pointe-Jarry en Guadeloupe, soit une capacité totale de production de près de 350 MW.

1.2.2.3.1.4 Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage » destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement. Le Conseil d'administration a en outre souhaité que ce programme d'investissements fasse l'objet d'une conduite, d'un suivi et d'un contrôle exemplaires.

Le montant total des investissements s'établit au maximum à 55 milliards d'euros (2013) d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement à ce jour. Ce chiffrage indicatif sera validé ultérieurement et progressivement après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des programmations pluriannuelles (PPE, Plan stratégique) prévues dans le projet de loi relative à la transition énergétique.

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans. Son impact comptable sera étudié courant 2015.

1.2.2.3.2 Au Royaume-Uni

Le parc éolien en mer de Teesside et la centrale thermique à Cycle Combiné Gaz de West Burton ont été inaugurés le 16 avril 2014. Le parc éolien en mer de Teesside, situé près de Redcar dans le Nord-Est de l'Angleterre, est composé de 27 turbines pour une puissance installée totale de 62 MW.

La centrale électrique de West Burton B, dans le Nottinghamshire, représente le plus important projet d'investissement réalisé jusqu'à présent par le Groupe au Royaume-Uni, et possède une puissance installée de 1 300 MW.

Par ailleurs, EDF Energy Renewables (détenue à 50 % par EDF Energy et à 50 % par EDF Énergies Nouvelles) a cédé en décembre 2014 80 % de trois parcs éoliens (Green Rigg, Rusholme et Glassmoor II, soit 73 MW) à China General Nuclear Power Corporation (CGN).

1.2.2.3.3 Autres activités

1.2.2.3.3.1 Principales mises en service de parcs éoliens et solaires

EDF Énergies Nouvelles a mis en service de nombreux parcs éoliens au cours de l'année 2014 en Europe, en particulier en France avec la mise en service dans la région Picardie du parc de BasseThiérache Sud (24 MW), dans la région Nord-Pas-de-Calais des parcs de Seuil de Bapaume et la Plaine de l'Escrebieux, d'une capacité cumulée de 27 MW, et dans la région Languedoc-Roussillon des parcs de Conilhac (9,2 MW), de Plaine de l'Orbieu (11,5 MW) et de la Vallée de l'Hérault (14 MW). En Turquie, le Groupe a poursuivi son développement avec la mise en service de son huitième parc éolien, celui de Geycek, d'une capacité de 150 MW. Au Royaume-Uni, une capacité de 23 MW a été mise en service comprenant les parcs M1, de Burnfoot North et de Barmoor.

EDF Énergies Nouvelles a également poursuivi son développement en Amérique du Nord, notamment au Canada avec la mise en service de Blacksring Ridge (300 MW), le plus puissant parc éolien de l'ouest du Canada, codétenu à 50 % avec le groupe Enbridge, mais aussi avec la mise en service au Québec de la première tranche du parc de Rivière-du-Moulin (150 MW) ainsi que des parcs Le Granit et La Mitis, d'une capacité cumulée de 50 MW. Aux États-Unis, les parcs de Hereford 2 (200 MW) et Spinning Spur 2 (161 MW) ont été mis en service.

Dans le solaire, le Groupe a mis en service sa première centrale solaire de 30 MWc en Inde. Il a également annoncé le développement au Rajasthan de cinq projets solaires supplémentaires d'une capacité totale de 120 MWc remportés dans le cadre d'un appel d'offres lancé par le gouvernement indien. En Israël, sept centrales solaires d'une capacité cumulée de 54 MWc ont été mises en service.

Poursuivant le déploiement de son activité solaire aux États-Unis, EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs mis en service les centrales de Lepomis, de Lancaster et de CID, d'une capacité cumulée de 39 MWc.

1.2.2.3.3.2 Allocation de fonds dans le cadre du Green Bond

En novembre 2013, le Groupe a lancé avec succès la première émission obligataire verte (*Green Bond*) en euros réalisée par une grande entreprise, levant ainsi 1,4 milliard d'euros pour le financement de projets renouvelables d'EDF Énergies Nouvelles.

Au 31 décembre 2014, 1 175 millions d'euros ont été alloués à 13 projets éligibles¹ (1,8 GW) : dix parcs éoliens *onshore*, deux projets solaires et une installation de biométhanisation, situés aux États-Unis, au Canada et en France.

1.2.2.4 Centrales nucléaires existantes

1.2.2.4.1 Royaume-Uni : redémarrage d'Heysham 1 et d'Hartlepool

Le 11 juin 2014, la centrale nucléaire d'Heysham 1, exploitée par EDF Energy, a été arrêtée afin de procéder à un rechargement de combustible et permettre l'inspection de l'un de ses huit générateurs de vapeur. Cela faisait suite à un contrôle réalisé à l'occasion d'un arrêt programmé pour maintenance et inspection de routine en 2013, qui a par la suite permis de confirmer la présence d'un défaut sur le support central du générateur de vapeur.

Dans le cadre de sa politique de sûreté, EDF Energy a pris la décision de mettre à l'arrêt le 11 août 2014 les réacteurs britanniques de même conception : le réacteur n° 2 d'Heysham 1 ainsi que les réacteurs n°s 1 et 2 de la centrale d'Hartlepool. L'inspection de l'ensemble des générateurs de vapeurs des quatre réacteurs des centrales d'Heysham 1 et de Hartlepool a depuis été menée à son terme et n'a révélé aucun autre défaut.

Par conséquent, EDF Energy a été en mesure de redémarrer ses quatre réacteurs, trois en novembre 2014 et un en janvier 2015 à puissance réduite.

1.2.2.4.2 Belgique

Après 10 mois d'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 pour inspection des cuves, où avaient été détectées des microfissures durant l'été 2012, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) avait donné l'autorisation, le 17 mai 2013, de redémarrer ces centrales. L'exploitant Electrabel avait convenu avec l'AFCN d'un programme de tests supplémentaires visant à évaluer le comportement des cuves dans la durée. Sur l'ensemble des tests réalisés, l'un d'entre eux ne donnant pas des résultats conformes aux attentes des experts, Electrabel a pris l'initiative, le 25 mars 2014, de mettre les réacteurs à l'arrêt par mesure de précaution, dans l'attente des résultats complémentaires. Le groupe EDF détient 10,2 % de ces deux centrales.

Par ailleurs, la centrale nucléaire de Doel 4, dans laquelle EDF Luminus détient une participation de 10,2 %, a été arrêtée du 4 août au 19 décembre 2014 en raison d'une perte d'huile dans la partie non nucléaire de la centrale, ce qui avait endommagé la turbine à vapeur. L'hypothèse d'un sabotage a pu être évoquée, mais les causes sont toujours indéterminées et une enquête est en cours.

1.2.2.4.3 Conclusions de l'audit de management de la sûreté du parc nucléaire d'EDF par l'AIEA

Le 9 décembre 2014, les conclusions de la mission « Corporate OSART » ont été publiées par l'AIEA. Il s'agit de la première évaluation de l'intégration de la sûreté dans l'organisation et le fonctionnement des services centraux du groupe, après un premier examen de ce type auprès du tchèque CEZ en 2013. Cet audit a été réalisé sur une période de deux semaines par une équipe d'évaluation de la sûreté d'exploitation (OSART ou *Operational Safety Review Team*) composée d'experts provenant d'autorités de sûreté nucléaire de pays tiers. Il a porté notamment sur la gestion des accidents graves, les ressources humaines, le support technique, la communication et les opérations de maintenance. Le bilan de l'évaluation est très satisfaisant, sans écart relevé par rapport aux référentiels de l'AIEA et avec 17 bonnes pratiques identifiées susceptibles de devenir des standards internationaux.

1.2.2.5 Transition énergétique

1.2.2.5.1 Adoption en première lecture par l'Assemblée nationale du projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long terme.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici à 2050, avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc nucléaire actuellement en exploitation.

Parmi les objectifs également, la rénovation énergétique de 500 000 logements par an à compter de 2017 ainsi que la rénovation de l'ensemble des bâtiments à la norme Bâtiments basse consommation (BBC) d'ici 2050.

¹ La liste détaillée des projets sera publiée dans l'annexe F du document de référence EDF 2014.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité).

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

1.2.2.5.2 **Partenariat avec Amundi pour le développement de solutions de financement en lien avec la transition énergétique**

Le 29 octobre 2014, le groupe EDF et Amundi, numéro 1 européen de la gestion d'actifs, ont annoncé avoir noué un partenariat en vue de la création d'une société de gestion commune. Celle-ci aura pour vocation de lever des fonds auprès d'investisseurs institutionnels et particuliers et de gérer pour le compte de tiers des fonds destinés à financer des projets s'inscrivant dans la transition énergétique. EDF et Amundi se fixent pour objectif de proposer au marché des nouvelles familles de fonds dédiés à la production d'énergie renouvelable (éolien, photovoltaïque, petits ouvrages hydrauliques...) et aux économies d'énergies *BtoB* (notamment industriels électro-intensifs).

1.2.2.6 Environnement réglementaire

1.2.2.6.1 **France**

1.2.2.6.1.1 **Loi NOME et ARENH**

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros, qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité, et sur la base des informations dont elle disposait à cette date, que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

1.2.2.6.1.2 **CSPE**

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹. Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final.

L'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoit un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe

(soit un total d'environ 5,1 milliards d'euros à fin 2014). En complément, la loi de finances rectificative 2013 a reconnu les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la contribution à la CSPE. Les modalités de calcul des coûts de portage ont été décrites aux articles L. 121-7 et L. 121-8 du Code de l'énergie. Les coûts de portage dus à EDF au 31 décembre 2012, soit 627 millions d'euros, ont fait l'objet d'un arrêté publié le 30 septembre 2014. Par ailleurs, en 2014, la CRE a reconnu 87 millions d'euros de coûts de portage dus à EDF au titre de 2013.

Les principaux faits marquants de l'année concernent l'environnement législatif des obligations d'achat :

- À la suite d'une mise en demeure de la Commission européenne, le dispositif de majoration tarifaire photovoltaïque a été abrogé par un arrêté en date du 25 avril 2014. Ce dispositif, mis en place début 2013, prévoyait une prime additionnelle à destination d'installations ayant recours à des panneaux photovoltaïques assemblés en Europe.
- Le gouvernement a attribué le deuxième appel d'offres portant sur l'installation d'éoliennes en mer (1 000 MW), dont le surcoût par rapport au prix de marché sera compensé par la CSPE.
- Le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Cet arrêté, publié au *Journal officiel* du 1^{er} juillet 2014, vient remplacer le précédent texte de 2008 qui avait été annulé le 28 mai 2014 par le Conseil d'État, suite à un recours de l'association Vent de colère, pour non-respect de la procédure de notification à la Commission européenne des aides d'État. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008, et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié.
- La CRE a publié une délibération le 16 décembre 2014 permettant la vente future sur le marché de gros de l'énergie sous obligation d'achat (OA) achetée par EDF. Dès la création d'un périmètre d'équilibre dédié, le coût des écarts entre prévision et production réalisée d'énergie sous OA sera compensé à EDF. En outre, cela permettra une compensation objective du surcoût de l'énergie sous OA supporté par EDF.

Le montant des charges à compenser d'EDF au titre de 2014 s'élève à 5 888 millions d'euros, en hausse de 15 % par rapport à 2013. Cette hausse s'explique principalement par une baisse des prix de marché et par une hausse des volumes d'énergies nouvelles réparties produits par le photovoltaïque et l'éolien. Dans une moindre mesure, les charges de solidarité liées à l'augmentation du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité ont augmenté d'environ 100 millions d'euros. Les montants encaissés en 2014 s'établissent quant à eux à 5 195 millions d'euros, soit une hausse de 12 % par rapport 2013 suite à la hausse de la CSPE applicable à compter du 1^{er} janvier 2014 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2013, portant son niveau pour 2014 à 16,5 €/MWh). La hausse de la collecte de CSPE a été limitée par l'effet du climat doux de 2014 et par la hausse des volumes d'exonération. À fin 2014, les charges sont supérieures aux recettes comptabilisées par EDF de 699 millions d'euros².

La délibération de la CRE du 15 octobre 2014 établit que l'ensemble des charges à compenser aux opérateurs en 2015 devrait être de 6 341 millions d'euros et les contributions recouvrées de 7 002 millions d'euros.

1.2.2.6.1.3 **Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)**

Le décret de 2001 relatif aux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité a été modifié le 11 décembre 2014 pour tenir compte des dispositions de la directive n° 2009/72/CE.

Il modifie les dispositions relatives aux méthodes de fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité afin de tirer les conséquences de la compétence exclusive de la Commission de Régulation de l'Énergie en la matière.

1. Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

2. Y compris coûts de portage des nouveaux déficits 2013 et 2014.

S'agissant des tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014, la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et ont baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP¹) pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation².

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative. Ce point fait l'objet d'un article dans le projet de loi relative à la transition énergétique voté en première lecture à l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation. En outre, le 27 mai 2014, la CRE a décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'applique depuis le 1^{er} août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Elle représentera un montant total d'environ 60 millions d'euros. Cette perte de recettes pour RTE deviendra mécaniquement une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des évolutions tarifaires des 1^{ers} août 2015 et 2016.

1.2.2.6.1.4 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013, suite à un recours en annulation exercé par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015.

Le Conseil d'État a enjoint aux ministres concernés de prendre dans les deux mois un nouvel arrêté rétroactif conforme aux principes posés par sa décision. Afin de répondre à cette injonction, un arrêté a été publié par le gouvernement au *Journal officiel* le 31 juillet 2014. Il fixe une nouvelle grille tarifaire pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 pour le tarif bleu. Sur ces bases, le groupe EDF facturera à partir de 2015 un complément aux factures émises pendant la période considérée, et a enregistré dans ses comptes consolidés 2014 un chiffre d'affaires hors taxes correspondant à 921 millions d'euros.

Le 12 septembre 2014, le juge des référés du Conseil d'État a rejeté la demande, présentée par l'Anode, tendant à la suspension de l'arrêté du 28 juillet 2014 par lequel les Ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont supprimé la prévision d'évolution moyenne de 5 % du tarif réglementé « bleu », qui était mentionnée dans un précédent arrêté du 26 juillet 2013. Le juge des référés a estimé que la condition d'urgence propre à la procédure de référé n'était pas remplie. Une décision au fond est attendue.

1.2.2.6.1.5 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleu, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. Le décret réaffirme également le principe de la couverture des coûts de l'opérateur EDF. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été en moyenne de 2,5 % pour le tarif bleu résidentiel, 3,7 % pour le tarif vert, 2,5 % pour le tarif jaune. Le tarif bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

1.2.2.6.1.6 Rapport de la Cour des comptes sur le coût de production de l'électricité nucléaire

Le 27 mai 2014, la Cour des comptes a rendu public un rapport sur le coût de production de l'électricité nucléaire dans le cadre de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les coûts de la filière nucléaire, actualisant le rapport fait par la Cour en janvier 2012. Il traite notamment de l'évolution des coûts d'exploitation du parc entre 2010 et 2013, des investissements prévisionnels sur le parc nucléaire existant, des coûts futurs liés au parc nucléaire, et de la problématique de l'accident et de la responsabilité civile nucléaire.

Le rapport de janvier 2012 évaluait à 55 milliards d'euros₂₀₁₀ les dépenses d'investissements du parc nucléaire existant sur la période 2011-2025, incluant les dépenses complémentaires liées à la mise en œuvre des recommandations de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima. Cette trajectoire correspond à un vaste programme industriel déployé sur le parc nucléaire existant, qui englobe l'ensemble des opérations de maintenance, courantes ou exceptionnelles, et d'amélioration de sûreté des centrales en vue de pérenniser la durée de vie du parc.

Le rapport de 2014 de la Cour des comptes estime le coût global de ce programme à 62,5 milliards d'euros₂₀₁₀, dont 55 milliards d'euros₂₀₁₁ pour la période de 2014 à 2025. Il correspond à un coût prévisionnel estimé de 56,4 €₂₀₁₂/MWh à 61,6 €₂₀₁₂/MWh sur la période 2011-2025, suivant le mode de prise en compte de l'allongement de la durée de fonctionnement à 50 ans. Ce coût est cohérent avec celui estimé par EDF sous l'hypothèse d'une durée de fonctionnement des centrales de 50 ans (environ 55 €₂₀₁₁/MWh).

1.2.2.6.1.7 Rapport de la commission d'enquête relative aux coûts de la filière nucléaire

Le 5 juin 2014, la Commission d'enquête parlementaire mentionnée au paragraphe précédent, relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire a également remis son rapport.

Après six mois de travaux et plus d'une soixantaine d'auditions des différentes parties prenantes entre janvier et mai 2014 (dont une dizaine d'auditions d'EDF), la commission d'enquête a formulé à la fin de son rapport 16 recommandations, visant à nourrir le débat parlementaire sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. Sur les coûts du nucléaire, la commission d'enquête a repris dans son rapport les chiffres établis par la Cour des comptes et exprimé sa préoccupation sur l'évolution globale des coûts de la filière. Elle a préconisé la définition, par les pouvoirs publics, d'un cadre stratégique énergétique permettant de réduire les incertitudes pesant sur la filière, notamment à l'occasion de la loi de transition énergétique.

Sur la durée de fonctionnement du parc nucléaire, le rapport ne préconise pas d'arrêt systématique des centrales à 40 ans, mais un étalement des déclassements, entre 40 et 50 ans ou plus, afin de permettre une diversification progressive du mix électrique.

1. Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

2. Pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac entre les années 2012 et 2013.

Parmi ses autres recommandations, la commission d'enquête a notamment demandé la réalisation d'études complémentaires sur la politique de retraitement et le MOX¹, sur les coûts d'un accident nucléaire et sur les coûts du projet de centre de stockage de déchets Cigéo en soulignant la nécessité d'aboutir rapidement à un coût entériné par les pouvoirs publics.

1.2.2.6.2 Royaume-Uni

Le 19 mars 2014, le gouvernement britannique a confirmé la mise en place d'un marché de capacités. EDF Energy a participé en décembre 2014 à la première enchère, qui sera mise en place à compter d'octobre 2018, qualifiant 97 % de sa capacité offerte, soit 12,2 GW.

Par ailleurs, dans le cadre de ses objectifs en termes de lutte contre le changement climatique, le gouvernement a mis en place en 2011 un mécanisme de *Carbon Price Support* visant à garantir un prix minimum du carbone, et consistant en une taxe s'ajoutant au prix des droits d'émission de CO₂. L'objectif de ce mécanisme est que le prix global du carbone ainsi établi (droit d'émission et taxe) atteigne 30 £/t en 2020. Cet objectif avait été fixé alors que les prix du CO₂ étaient d'environ 15 £/t. En mars 2014, compte tenu de la forte baisse des prix du CO₂ sur les marchés, le gouvernement britannique a décidé de plafonner le montant de cette taxe à 18 £/tonne à partir d'avril 2016 et jusqu'en 2020.

Le 26 juin 2014, l'autorité britannique de la concurrence, la CMA (*Competition Market Authority*), a lancé une enquête dans le secteur de l'énergie, dont les conclusions sont attendues en décembre 2015.

1.2.2.6.3 Belgique

La loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire a posé les principes d'une convention tripartite entre Electrabel, EDF et l'État belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 (dont EDF Belgium détient en direct 50 %) jusqu'en 2025, en particulier une redevance due par les propriétaires à l'État. La convention a été signée le 12 mars 2014 et stipule les conditions opérationnelles, financières et juridiques de cette prolongation.

Le gouvernement belge a organisé la mise en œuvre d'une réserve stratégique grâce à un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. Les offres les plus intéressantes ont été retenues, après approbation de la CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique) sur le caractère raisonnable des prix. Les centrales incluses dans cette réserve recevront une rémunération qui couvrira leurs coûts fixes. La centrale de Seraing, détenue à 100 % par EDF Luminus, a été sélectionnée par l'appel d'offres pour une période de trois ans à compter de l'hiver 2014, ce qui a stoppé le processus de mise à l'arrêt temporaire de la centrale annoncé en mars 2013.

Le 18 décembre 2014, le gouvernement belge a annoncé vouloir prolonger de 10 ans les centrales nucléaires de Doel 1 et Doel 2. La date de fin d'exploitation de ces réacteurs ne dépasserait pas 2025, correspondant à 50 années de fonctionnement. Cette prolongation reste sujette à l'accord préalable de l'autorité de contrôle (AFCN) fixant les conditions relatives à la sûreté et à la sécurité de ces installations, mais aussi à l'accord global entre l'ensemble des parties prenantes.

1.2.2.6.4 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité au travers de sa filiale Budapesti Erőmű ZRt (BE ZRt), mais aussi dans la distribution d'électricité et la commercialisation d'électricité et de gaz au travers d'EDF Démasz ZRt. À partir de septembre 2014, le régulateur a appliqué une nouvelle baisse des tarifs régulés de fourniture de gaz, d'électricité et de chaleur aux clients domestiques. Pour les clients résidentiels électricité, cette baisse est de 5,7 %. Elle fait suite aux deux précédentes baisses opérées en janvier (- 10 %) et novembre 2013 (- 11,1 %).

1.2.2.7 Gouvernance – Conseil d'administration

L'Assemblée générale mixte des actionnaires réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts en application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et a statué sur la composition du Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration d'EDF comprend désormais onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs élus par les salariés et un représentant de l'État.

Les mandats des sept administrateurs suivants ont été renouvelés lors de l'Assemblée du 21 novembre 2014 : MM. Olivier Appert, Philippe Crouzet, Bruno Lafont et Bruno Léchevin, M^{mes} Marie-Christine Lepetit et Colette Lewiner et M. Christian Masset.

Quatre nouveaux administrateurs ont par ailleurs été nommés par l'Assemblée : MM. Jean-Bernard Lévy et Gérard Magnin, M^{me} Laurence Parisot et M. Philippe Varin.

Parmi les onze administrateurs nommés par l'Assemblée du 21 novembre 2014, cinq l'ont été sur proposition de l'État en application de l'ordonnance du 20 août 2014 : MM. Olivier Appert et Bruno Léchevin, M^{me} Marie-Christine Lepetit, MM. Christian Masset et Gérard Magnin.

M. Régis Turrini a été désigné représentant de l'État au Conseil d'administration d'EDF.

M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

1. Combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement.

1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les données 2013 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IFRS 10 et 11 (impact de - 666 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation, pas d'impact sur le résultat net part du Groupe).

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité
Chiffre d'affaires	72 874	71 916
Achats de combustible et d'énergie	(36 704)	(38 116)
Autres consommations externes	(9 181)	(8 287)
Charges de personnel	(11 785)	(11 291)
Impôts et taxes	(3 593)	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	5 668	5 358
Excédent brut d'exploitation (« EBE »)	17 279	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	203	14
Dotations aux amortissements	(7 940)	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(157)	(227)
(Pertes de valeur) / reprises	(1 189)	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	(212)	219
Résultat d'exploitation	7 984	8 334
Résultat financier	(2 551)	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 433	5 392
Impôts sur les résultats	(1 839)	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	179	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 773	3 758
Dont résultat net – part du Groupe	3 701	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	72	241
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (en euros)		
Résultat net par action	1,78	1,84
Résultat net dilué par action	1,78	1,84

1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en légère croissance (+ 1,3 %) et en recul organique de 1,4 %.

1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4

Le chiffre d'affaires s'élève à 72 874 millions d'euros en 2014, en croissance de 958 millions d'euros (+ 1,3 %). Il intègre l'impact favorable de 921 millions d'euros lié au rattrapage tarifaire 2012-2013¹. Hors effets de change (+ 519 millions d'euros) résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (+ 1 449 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France, le chiffre d'affaires est en recul organique de 1,4 % en raison de la douceur du climat.

1. Régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014.

1.3.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	39 910	40 210	(300)	- 0,7	- 0,2
Royaume-Uni	10 160	9 782	378	+ 3,9	- 1,9
Italie	12 687	12 689	(2)	0,0	- 0,4
Autre international	5 603	6 349	(746)	- 11,7	- 11,1
Autres activités	4 514	2 886	1 628	+ 56,4	+ 0,8
Total hors France	32 964	31 706	1 258	+ 4,0	- 2,9
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4

En 2014, le chiffre d'affaires réalisé hors du segment France représente 45,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe, contre 44,1 % en 2013.

1.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 39 910 millions d'euros, en baisse organique de 90 millions d'euros (- 0,2 %) par rapport à 2013.

La baisse du chiffre d'affaires résulte principalement de la baisse des volumes vendus aux clients finals due au climat doux (- 25,4 TWh) pour 1 899 millions

d'euros, qui n'a été que partiellement compensée par les hausses de tarifs de l'électricité survenues en août 2013 puis en novembre 2014, l'évolution du TURPE et le rattrapage tarifaire 2012-2013 (+ 908 millions d'euros). Les ventes de gaz aux clients finals baissent de 133 millions d'euros, principalement du fait du climat (- 3,1 TWh).

Au 31 décembre 2014, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals est de 78,8 %, en retrait de - 0,9 point par rapport à fin 2013. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,7 %, en augmentation de 0,3 point par rapport à fin 2013.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités production et commercialisation¹ (non régulées), activités de réseaux² et activités insulaires³

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	39 910	40 210	(300)	- 0,7	- 0,2
Activités production et commercialisation (non régulées)	37 678	38 007	(329)	- 0,9	- 0,3
Activités de réseaux	13 276	13 807	(531)	- 3,8	- 3,8
Activités insulaires	1 071	931	140	+ 15,0	+ 15,0
Éliminations	(12 115)	(12 535)	420		

La baisse de 0,9 % du chiffre d'affaires des activités production et commercialisation (non régulées) s'explique par l'impact défavorable des baisses de volumes lié pour l'essentiel au climat très doux de 2014 (comparativement au climat froid de 2013), qui n'a été que partiellement compensé par l'augmentation des tarifs au 1^{er} août 2013 et au 1^{er} novembre 2014 et par le rattrapage tarifaire.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux diminue de 3,8 % du fait d'une baisse des volumes acheminés due à un climat très doux en 2014 par rapport à 2013 et malgré l'impact favorable de la hausse du TURPE au 1^{er} janvier 2014.

1. Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

2. Activités qui ne regroupent plus que les activités de distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité transport au 31 décembre 2010. Les activités de réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

3. Activités de production, de commercialisation et de distribution insulaires d'EDF (SEI et PEI).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2014 à 415,9 TWh contre 403,7 TWh en 2013, soit + 12,2 TWh. Le Groupe dépasse ainsi le haut de la fourchette donnée au marché pour l'année 2014, comprise entre 410 et 415 TWh. Cette forte amélioration s'explique par une meilleure maîtrise des durées d'arrêts programmés, avec une réduction de moitié de la durée moyenne de prolongation des arrêts programmés. Le coefficient de disponibilité s'établit à 80,9 % en 2014, en hausse par rapport à 2013 (78,0 %).

La production hydraulique s'élève à 37,5 TWh, en diminution par rapport à 2013 (- 5,0 TWh) du fait de conditions hydrologiques moins favorables par rapport à 2013, qui avait été une année exceptionnelle (voir conditions climatiques en section 1.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 6,9 TWh, soit - 8,7 TWh par rapport à 2013. Cette diminution est essentiellement liée au déclasserement progressif des centrales au charbon les plus polluantes, à une plus faible sollicitation du parc thermique à flamme liée aux conditions climatiques et à un écart moins favorable entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises Locales de Distribution) sont en diminution de - 26,8 TWh, dont - 25,4 TWh liés au différentiel de températures. Les effets de l'extinction du mécanisme des VPP¹, déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes de 5,4 TWh par rapport à 2013. Par ailleurs, la fourniture d'électricité dans le cadre de l'ARENH a représenté un volume de 71,3 TWh.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros pour 27,0 TWh, en augmentation de 24,5 TWh par rapport à 2013.

1.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 10 160 millions d'euros en 2014, en hausse de 3,9 % par rapport à 2013 et en baisse organique de 1,9 %. Elle inclut un effet de change favorable de 572 millions d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires s'explique principalement par la baisse des ventes de gaz en raison de la douceur du climat par rapport à l'année précédente.

1.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 12 687 millions d'euros, stable par rapport à 2013, soit - 0,4 % en organique.

Dans un contexte de forte contraction de la demande électrique et gazière, impactée par des températures hivernales exceptionnellement douces, et des baisses de prix sur les marchés du gaz et de l'électricité, le chiffre d'affaires d'Edison est quasiment stable (+ 0,2 %), soit - 0,2 % en organique.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires augmente de 9,7 % du fait de la forte progression des volumes vendus sur les marchés de gros et aux clients finals, qui permet de compenser dans une large mesure les effets négatifs de la baisse des prix de marché.

À l'inverse, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires a été pénalisé par un fort effet climat, qui a significativement impacté les volumes commercialisés aux clients résidentiels et aux centrales thermiques. Les ventes aux clients industriels ont quant à elles connu une progression significative sur l'année.

Le chiffre d'affaires de Fenice s'élève à 400 millions d'euros, en retrait organique de 22 millions d'euros par rapport à 2013. Cette baisse est liée à son activité en Espagne qui a subi les effets de la réforme énergétique.

1.3.1.2.4 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 603 millions d'euros en 2014, en diminution de 746 millions d'euros par rapport à 2013, soit - 11,7 %. Hors effets de change (- 44 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 11,1 % par rapport à 2013.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 594 millions d'euros en organique) où la baisse du chiffre d'affaires s'explique notamment par des volumes vendus de gaz moindres en lien avec un climat plus doux en 2014 et par une pression sur les prix de l'électricité en raison d'une concurrence accrue ;
- de la **Pologne** (- 124 millions d'euros en organique) où le recul est lié à des prix de marché plus bas du fait du climat doux de 2014 ;
- de la **Hongrie** (- 74 millions d'euros en organique) où le chiffre d'affaires est notamment impacté par la baisse des prix et des volumes d'électricité commercialisés sur le marché et pénalisé par un contexte réglementaire défavorable sur le tarif des activités régulées.

Le chiffre d'affaires augmente en revanche au **Brésil** (+ 113 millions d'euros en organique), en lien avec des ventes d'électricité sur le marché *spot* à des prix exceptionnellement élevés, du fait notamment d'une hydraulicité particulièrement faible.

1.3.1.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg et Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 4 514 millions d'euros en 2014, en augmentation de 1 628 millions d'euros (+ 56,4 %) et en croissance organique de 22 millions d'euros (+ 0,8 %) par rapport à 2013. L'effet périmètre s'élève à + 1 614 millions d'euros, soit + 55,9 %, et concerne pour l'essentiel la reprise des activités de Dalkia en France fin juillet 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 36 millions d'euros (+ 4,6 %) par rapport à 2013. Cette progression résulte essentiellement du développement de l'activité de production.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**² est en hausse organique de 85 millions d'euros (+ 11,0 %) par rapport à 2013 grâce à la bonne performance des activités en Amérique du Nord.

En revanche, le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** est en diminution organique de 50 millions d'euros (- 6,1 %) par rapport à 2013, qui s'explique principalement par des volumes vendus plus faibles du fait du climat plus doux en 2014.

Le chiffre d'affaires du segment inclut un effet périmètre favorable lié à la reprise des activités de Dalkia en France à compter du 25 juillet 2014.

1. Virtual Power Plant – mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à trois ans.

2. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

L'EBE est en augmentation de 7,3 % et en croissance organique de 6,5 % (dont + 4,6 % de rattrapage tarifaire). Hors Edison et hors rattrapage tarifaire 2012-2013, la croissance organique est de 3,2 %, au-delà de l'objectif de 3 % fixé par le Groupe en début d'année 2014.

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4
Achats de combustible et d'énergie	(36 704)	(38 116)	1 412	- 3,7	- 5,3
Autres consommations externes	(9 181)	(8 287)	(894)	+ 10,8	+ 1,1
Charges de personnel	(11 785)	(11 291)	(494)	+ 4,4	+ 0,7
Impôts et taxes	(3 593)	(3 481)	(112)	+ 3,2	+ 2,8
Autres produits et charges opérationnels	5 668	5 358	310	+ 5,8	+ 6,0
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	17 279	16 099	1 180	+ 7,3	+ 6,5

1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 17 279 millions d'euros en 2014, en augmentation de 7,3 % par rapport à 2013. L'EBE tient compte de l'impact favorable de 744 millions d'euros lié au rattrapage tarifaire 2012-2013. Retraité des effets de périmètre pour + 22 millions d'euros liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France en juillet 2014 et des effets de change favorables de 109 millions d'euros résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, la croissance organique est de + 6,5 %.

Le Groupe a poursuivi et renforcé ses efforts de maîtrise des charges d'exploitation. Alors que la mise en œuvre du programme Spark en 2013 avait permis de limiter leur hausse à 1,1 %¹, l'augmentation des charges d'exploitation continue de ralentir en 2014, à + 0,9 %².

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 36 704 millions d'euros en 2014, en diminution de 1 412 millions d'euros par rapport à 2013 (- 3,7 %) et de 2 003 millions d'euros (- 5,3 %) en organique.

En **France**, la diminution organique de 1 219 millions d'euros (- 7,3 %) provient principalement :

- de la baisse des achats réalisés sur les marchés du fait de la baisse des volumes vendus ;
- de l'enregistrement à fin 2013 sans équivalent en 2014 d'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 208 millions d'euros afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

En **Italie**, la baisse organique s'élève à 214 millions d'euros, soit - 2,0 %, les forts mouvements de baisse des prix survenus en 2014 ayant compensé l'augmentation du volume d'achat des combustibles et d'énergie. Celle en **Belgique** (- 456 millions d'euros, soit - 14,5 %) est corrélée à la baisse des volumes vendus.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 181 millions d'euros, en augmentation de 894 millions d'euros par rapport à 2013 (+ 10,8 %) et de 94 millions d'euros (+ 1,1 %) en organique. En France, les autres consommations externes augmentent de 167 millions d'euros (+ 3,1 %).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 11 785 millions d'euros, en augmentation de 494 millions d'euros par rapport à 2013. La hausse organique est de 76 millions d'euros (+ 0,7 %). En **France**, les charges de personnel s'élèvent à 9 071 millions d'euros, en croissance organique de 0,5 % par rapport à 2013 compte tenu principalement de l'augmentation des effectifs que compense la baisse des charges de retraites (due notamment à l'effet de la réforme des retraites de 2013).

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 593 millions d'euros en 2014, en augmentation de 112 millions d'euros par rapport à 2013 soit + 3,2 % (+ 2,8 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en **France** supportés par l'activité production.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 5 668 millions d'euros en 2014, en augmentation de 310 millions d'euros par rapport à 2013 et en variation organique de 324 millions d'euros (+ 6,0 %). En **France**, les autres produits et charges opérationnels augmentent de 481 millions d'euros en organique, principalement du fait de la hausse de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). L'**Italie** enregistre une baisse organique pour 275 millions d'euros, principalement imputable aux effets non récurrents des négociations et arbitrages sur les contrats long terme gaziers plus importants en 2013 (Algérie et Qatar) qu'en 2014 (Russie).

1. À périmètre, change et méthode constants.

2. À périmètre et change constants.

1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	12 198	10 778	1 420	+ 13,2	+ 12,6
Royaume-Uni	1 941	1 992	(51)	- 2,6	- 8,5
Italie	886	1 059	(173)	- 16,3	- 17,3
Autre International	632	814	(182)	- 22,4	- 21,4
Autres activités	1 622	1 456	166	+ 11,4	+ 15,0
Total hors France	5 081	5 321	(240)	- 4,5	- 5,8
EBE GROUPE	17 279	16 099	1 180	+ 7,3	+ 6,5

1.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 12 198 millions d'euros, en augmentation de 13,2 % et en croissance organique de 12,6 % par rapport à 2013 (dont + 6,8 % de rattrapage tarifaire), l'effet du climat étant plus que compensé par la bonne performance opérationnelle. Cette contribution représente 70,6 % de l'EBE du Groupe en 2014, contre 66,9 % en 2013.

Ventilation¹ de l'EBE du segment France entre activités production et commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
EBE	12 198	10 778	1 420	+ 13,2	+ 12,6
Activités production et commercialisation (non régulées)	7 929	6 705	1 224	+ 18,3	+ 17,3
Activités de réseaux	3 558	3 641	(83)	- 2,3	- 2,2
Activités insulaires	711	432	279	+ 64,6	+ 64,6

L'EBE des activités production et commercialisation (non régulée) augmente de 18,3 %. Retraité de l'impact du rattrapage des tarifs réglementés de vente 2012-2013 pour 731 millions d'euros et de l'effet périmètre lié au transfert des activités de gestion du portefeuille aval gaz sur le segment « Autres activités » pour 63 millions d'euros, l'EBE est en progression de 430 millions d'euros, soit + 6,4 %. Cette croissance s'explique notamment par l'amélioration de la production nucléaire (+ 289 millions d'euros), la hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+ 413 millions d'euros) et la baisse des coûts associés aux quotas d'émissions de CO₂ (+ 151 millions d'euros), qui compensent l'impact du climat doux (- 141 millions d'euros) et la baisse de la production hydraulique (- 170 millions d'euros), l'année 2013 ayant été marquée par une excellente hydraulique. La hausse modérée (+ 0,7 %) des autres consommations externes et des charges de personnel s'explique par des efforts de maîtrise des dépenses et par les bons résultats du programme d'arrêts des tranches nucléaires.

L'EBE des activités de réseaux est en diminution de 2,2 %, les effets du climat doux (- 385 millions d'euros) n'étant que partiellement compensés par la hausse du TURPE et la diminution des achats de pertes liés à la baisse des prix de marché de l'électricité.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 279 millions d'euros (+ 64,6 %) en raison principalement des mises en service de nouvelles centrales par la filiale EDF PEI liée à l'effort d'investissement du Groupe depuis 2009, qui prévoit le renouvellement de la quasi-totalité des centrales Diesel existantes.

1.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 941 millions d'euros en 2014, en diminution de 2,6 % par rapport à 2013 (dont 116 millions d'euros d'effet change favorable) et en baisse organique de 8,5 %.

La production nucléaire s'élève à 56,3 TWh en 2014, en diminution de 4,2 TWh par rapport à l'an passé. Celle-ci résulte essentiellement de l'arrêt fortuit des réacteurs des centrales d'Heysham 1 et d'Hartlepool. Suite à l'inspection des générateurs de vapeur, ils ont pu être remis en service fin 2014 et début 2015. La production du reste du parc nucléaire a quant à elle enregistré une très bonne performance opérationnelle.

L'EBE de l'activité B2C a progressé grâce notamment à la hausse moyenne des comptes clients et aux efforts de réduction de coûts entrepris par EDF Energy malgré l'effet défavorable du climat doux sur les ventes de gaz.

1.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 886 millions d'euros, en recul de 16,3 % par rapport à 2013 et en baisse organique de 17,3 %.

Cette tendance concerne essentiellement Edison, dont la contribution à l'EBE du Groupe s'établit à 801 millions d'euros sur l'année 2014, en retrait organique de 176 millions d'euros (soit - 18,2 %). Cette baisse est imputable aux effets non récurrents des négociations et arbitrages sur les contrats long

1. Ventilation explicitée dans la section 1.3.1.2.1 (« France »).

terme gaziers plus importants en 2013 (Algérie et Qatar) qu'en 2014 (Russie). Corrigé de ces effets non récurrents, l'EBE est en hausse organique de plus de 10 % traduisant la bonne performance opérationnelle.

L'aboutissement du processus du deuxième cycle de négociation concernant le contrat gaz libyen est attendu pour le premier semestre 2015, ce qui permettra de conclure le cycle des révisions de prix sur l'ensemble des contrats ouvert fin 2012.

Dans un contexte de baisse des prix, l'EBE de l'activité électricité se maintient au niveau de 2013 grâce à une hydraulité très abondante sur l'ensemble de l'année et à l'optimisation du potentiel de flexibilité des centrales thermiques.

Fenice a contribué à hauteur de 86 millions d'euros à l'EBE du Groupe en 2014, en baisse de 5,5 % par rapport à 2013 sous l'effet de la réforme énergétique espagnole.

1.3.2.2.4 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 632 millions d'euros en 2014, en diminution de 22,4 % par rapport à 2013 et de 21,4 % en organique.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 158 millions d'euros, notamment pénalisé par l'arrêt non programmé des centrales nucléaires de Doel 3, Doel 4 et Tihange 2 (voir section 1.2.2.4.2 (« Belgique »)), par une baisse des volumes de gaz vendus du fait de la douceur du climat et par la baisse des marges électricité liée à des conditions de marché difficiles.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 59 millions d'euros, en raison d'une baisse des prix sur les marchés de gros de l'électricité et d'une baisse des volumes de chaleur vendus en lien avec le climat qui

n'ont été que partiellement compensées par une amélioration de la marge sur la production d'énergies vertes et un retour du soutien aux cogénérations.

Le segment enregistré en 2013 par ailleurs l'effet favorable de la plus-value de cession de SSE, sans équivalent en 2014.

En revanche, le **Brésil** réalise une croissance organique de 65 millions d'euros de son EBE, du fait notamment d'une amélioration des marges électricité grâce à des conditions de marché favorables.

1.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 622 millions d'euros, en hausse organique de 15,0 % par rapport à 2013.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 690 millions d'euros. La progression organique de 40 millions d'euros (+ 6,2 %) par rapport à 2013 est tirée par une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés particulièrement dynamique en 2014. EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs poursuivi le développement de son activité d'exploitation-maintenance avec près de 12 GW de capacités à gérer, à comparer à 9 GW à fin 2013.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 632 millions d'euros en 2014, en croissance organique de 105 millions d'euros (+ 19,9 %) par rapport à 2013. Cette augmentation est due principalement à la bonne performance des activités en Amérique du Nord.

L'EBE de **Dalkia** contribue à hauteur de 32 millions d'euros à l'EBE du Groupe du fait d'une consolidation sur 5 mois et des effets ponctuels de revalorisation du bilan d'acquisition.

1.3.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 4,2 %.

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	17 279	16 099	1 180	+ 7,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières, hors activités de <i>trading</i>	203	14	189	+ 1 350,0
Dotations aux amortissements	(7 940)	(7 154)	(786)	+ 11,0
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(157)	(227)	70	- 30,8
(Pertes de valeur)/reprises	(1 189)	(617)	(572)	+ 92,7
Autres produits et charges d'exploitation	(212)	219	(431)	- 196,8
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	7 984	8 334	(350)	- 4,2

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 7 984 millions d'euros en 2014, en baisse de 350 millions d'euros par rapport à 2013. Cette baisse s'explique principalement par l'augmentation des dotations aux amortissements, notamment en France, et par la hausse des pertes de valeur ainsi que par l'évolution défavorable des autres produits et charges d'exploitation.

1.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de + 14 millions d'euros en 2013 à + 203 millions d'euros en 2014. Les évolutions favorables sont localisées principalement sur l'**Italie** où elles concernent des couvertures économiques du portefeuille industriel gaz, sous l'effet conjugué d'une forte baisse des *forwards* sur les marchés européens du gaz et des volumes couverts, et dans une moindre mesure sur le **Royaume-Uni**.

1.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation par rapport à 2013 (+ 11,0 %).

La **France** enregistre une augmentation des dotations aux amortissements de 645 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires, aux travaux d'investissement sur les centrales en exploitation et aux investissements réalisés dans la distribution.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 104 millions d'euros (54 millions d'euros en organique) est essentiellement liée à la mise en service de la centrale à cycle combiné au gaz (CCG) de West Burton B à partir du deuxième trimestre 2013 et à la hausse des investissements de maintenance dans le parc nucléaire. Ces effets sont partiellement compensés par l'impact favorable des allongements de durée de fonctionnement annoncés par EDF Energy, dont celui de Dungeness B pour 10 ans jusqu'en 2028, l'allongement moyen de la durée de fonctionnement attendu des sept centrales de types RAG s'élevant à 8 ans par rapport aux dates de fermeture prévues au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

Sur le segment **Autres activités**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 51 millions d'euros est essentiellement liée à l'entrée de périmètre de **Dalkia** en juillet 2014.

1.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 70 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2014 par rapport à 2013 est essentiellement attribuable à ERDF.

1.3.3.4 Pertes de valeur / reprises

En 2013, les pertes de valeur constatées pour 617 millions d'euros concernaient principalement :

- la **Belgique** pour 229 millions d'euros, notamment sur une centrale de production thermique d'EDF Luminus ;

- la **Pologne** pour 127 millions d'euros en raison essentiellement de la suspension du projet de centrale thermique à charbon supercritique.

En 2014, les pertes de valeur s'élèvent à 1 189 millions d'euros et concernent principalement :

- la **Belgique** pour 586 millions d'euros concernant la filiale EDF Luminus en raison de la dégradation des hypothèses de prix de marché à long terme ;
- le **Royaume-Uni** pour 169 millions d'euros concernant la centrale thermique à cycle combiné au gaz de West Burton B en lien avec la baisse des prix de marché du gaz et les cavités gaz de Hill Top Farm situées dans la région de Cheshire en raison de la réduction du nombre de cavités de stockage mises en développement pour des raisons de sécurité sur le site et des conditions de marché défavorables ;
- **Edison** pour 167 millions d'euros portant principalement sur des actifs hydrauliques et éoliens qui subissent la baisse des prix de marché.

1.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 212 millions d'euros en 2014 contre un produit net de 219 millions d'euros en 2013.

En 2013, ils incluaient essentiellement :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France ;
- une charge de 174 millions d'euros relative à la participation d'EDF dans SLOE, centrale à cycle combiné au gaz aux Pays-Bas ;
- des charges de restructuration relatives aux activités du Groupe notamment en Belgique, en Pologne et en Hongrie.

En 2014, ils comprennent pour l'essentiel :

- le résultat lié à l'opération de cession de Dalkia International et de reprise des activités de Dalkia en France ;
- une charge relative à la révision des devis pour déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A).

1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)

	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 243)	(2 262)	19	- 0,8
Effet de l'actualisation	(2 996)	(2 931)	(65)	+ 2,2
Autres produits et charges financiers	2 688	2 251	437	+ 19,4
RÉSULTAT FINANCIER	(2 551)	(2 942)	391	- 13,3

Le résultat financier représente une charge de 2 551 millions d'euros en 2014, en amélioration de 391 millions d'euros par rapport à 2013. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en légère diminution, l'augmentation de la dette brute ayant été compensée par la baisse du coupon moyen, qui s'établit à 3,3 % fin 2014 à comparer à 3,8 % fin 2013, principalement due à la variabilisation de la dette ;

- une augmentation des charges d'actualisation de 65 millions d'euros provenant notamment de l'augmentation des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi en France et au Royaume-Uni ;
- une amélioration de 437 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en lien notamment avec l'augmentation des plus-values de cession d'actifs dédiés.

1.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 839 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt (TEI) de 33,8 % en 2014. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 35,2 % en 2013.

Le taux effectif d'impôt est affecté à la hausse par les pertes de valeur ; retraité de ces éléments, il s'établit à 32,2 % en 2014 contre 34 % en 2013.

La baisse du taux effectif d'impôt entre 2013 et 2014 s'explique notamment par l'augmentation de la déduction des rémunérations versées en 2014 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée et par les effets favorables de l'opération Dalkia en 2014. Ces impacts sont partiellement compensés par un effet positif en 2013 lié à la baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sans équivalent en 2014.

1.3.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 179 millions d'euros en 2014, contre un produit de 262 millions d'euros en 2013. Cette baisse est principalement la conséquence de la baisse du résultat de RTE de 115 millions d'euros liée au climat doux du début d'année 2014 par rapport à 2013.

Par ailleurs, la quote-part de résultat des entreprises associées inclut en 2014 des pertes de valeur pour un montant total de 425 millions d'euros, dont 206 millions d'euros sur Alpiq en lien avec la détérioration du contexte énergétique, 122 millions d'euros sur CENG liées à la détérioration des perspectives sur les prix à long terme de l'électricité aux États-Unis et 83 millions sur la participation dans la coentreprise Estag (Autriche).

En 2013, des pertes de valeur avaient été enregistrées pour un montant de 443 millions d'euros, dont 284 millions d'euros sur Alpiq et 146 millions d'euros sur CENG.

1.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle¹ s'élève à 72 millions d'euros en 2014, en diminution de 169 millions d'euros par rapport à 2013. Cette variation correspond essentiellement à la baisse des revenus de Centrica sur l'activité de production nucléaire au Royaume-Uni compte tenu de la baisse des volumes et à la baisse des revenus des minoritaires sur les résultats d'EDF Luminus.

1.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 701 millions d'euros en 2014, en hausse de 184 millions d'euros par rapport à 2013, soit + 5,2 %.

1.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant² s'établit à 4 852 millions d'euros en 2014, en augmentation de 17,9 % par rapport à 2013.

1. Anciennement libellées « intérêts minoritaires ».

2. Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts.

Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts :

■ - 1 290 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2014, contre - 615 millions d'euros en 2013 ;

■ + 139 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôt en 2014, contre + 15 millions d'euros en 2013.

1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de

titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	17 279	16 099	1 180	7,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 901)	(224)	(1 677)	
Frais financiers nets décaissés	(1 752)	(1 719)	(33)	
Impôt sur le résultat payé	(2 614)	(1 936)	(678)	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	679	357	322	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	11 691	12 577	(886)	- 7,0
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 041)	(1 711)	670	
Investissements nets hors opérations stratégiques ⁽²⁾	(12 045)	(11 830)	(215)	
Cash flow après investissements nets hors opérations stratégiques et variation de BFR net	(1 395)	(964)	(431)	
Investissements nets sur opérations stratégiques ⁽³⁾	158	755	(597)	
Actifs dédiés	174	2 443	(2 269)	
Cash flow avant dividendes⁽⁴⁾	(1 063)	2 234	(3 297)	
Dividendes versés en numéraire	(2 944)	(2 548)	(396)	
Cash flow après dividendes	(4 007)	(314)	(3 693)	
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	3 970	6 125	(2 155)	
Autres variations monétaires	(44)	(55)	11	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(81)	5 756	(5 837)	
Effet de la variation de change	(990)	377	(1 367)	
Autres variations non monétaires	296	(14)	310	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	(775)	6 119	(6 894)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	33 433	39 552		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	34 208	33 433		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds from operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets hors opérations stratégiques correspondent aux investissements incorporels et corporels nets (hors Linky) et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers.

(3) Les investissements nets sur opérations stratégiques correspondent aux opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

(4) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement, investissements nets hors opérations stratégiques (voir note (2)) et sur opérations stratégiques (voir note (3)) et dotations nettes sur actifs dédiés.

1.4.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 11 691 millions d'euros en 2014 contre 12 577 millions d'euros en 2013, soit une diminution de - 886 millions d'euros (ou - 7,0 %).

Cette variation s'explique notamment par l'élimination d'éléments non monétaires ayant un impact favorable sur l'EBE (- 1 901 millions d'euros en 2014 contre - 224 millions d'euros en 2013). Ceci traduit en particulier l'augmentation de certains types de dépenses, notamment la restitution pour la première fois en 2014 de certificats de CO₂, compensée par des reprises de provisions au niveau de l'EBITDA, et une variation de juste valeur sur instruments financiers relative à l'activité de *trading* favorable en 2014, contrairement à 2013.

Cette variation s'explique également par l'augmentation de l'impôt sur le résultat payé (- 678 millions d'euros) principalement en raison de l'augmentation des acomptes d'impôts versés en 2014 en France.

Ces effets sont partiellement compensés par la progression de l'EBE (+ 1 180 millions d'euros) et par le dividende exceptionnel reçu de CENG en 2014 (+ 290 millions d'euros).

1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (« BFR ») s'est accru de - 1 041 millions d'euros sur l'année 2014. Hors augmentation de la créance CSPE de - 699 millions d'euros, la variation est de - 342 millions d'euros et s'explique principalement par :

- les créances clients relatives au rattrapage des tarifs réglementés de ventes 2012-2013 dont l'encaissement interviendra à partir de 2015 pour - 979 millions d'euros ;
- le climat doux intervenu en 2014 qui génère une diminution des créances clients pour + 504 millions d'euros en France, + 178 millions d'euros au Royaume-Uni et environ + 100 millions d'euros en Belgique ;
- une hausse des stocks de - 217 millions d'euros liée principalement à un effet prix de l'uranium en France et au Royaume-Uni.

1.4.3 Investissements nets hors opérations stratégiques

Les investissements nets hors opérations stratégiques s'élèvent à 12 045 millions d'euros en 2014 contre 11 830 millions d'euros en 2013, soit une augmentation de 215 millions d'euros (+ 1,8 %), et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2014 réalisé	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	5 574	5 347	227	+ 4,2
Activités réseaux	2 722	3 011	(289)	- 9,6
Activités insulaires	438	424	14	+ 3,3
France	8 734	8 782	(48)	- 0,5
Royaume-Uni	1 519	1 172	347	+ 29,6
Italie	78	304	(226)	- 74,3
Autre international	488	518	(30)	- 5,8
International	2 085	1 994	91	+ 4,6
Autres activités	1 226	1 054	172	+ 16,3
INVESTISSEMENTS NETS HORS OPÉRATIONS STRATÉGIQUES	12 045	11 830	215	+ 1,8

La baisse des investissements nets hors opérations stratégiques en France est de 48 millions d'euros, soit - 0,5 %.

- Concernant les activités production et commercialisation (non régulées), la hausse des investissements nets (+ 227 millions d'euros) résulte principalement de décaissements sur l'année 2014 liés aux investissements importants dans le parc nucléaire en 2013 ;
- Sur les activités de réseaux, la diminution des investissements nets (- 289 millions d'euros) s'explique essentiellement par une diminution des raccordements clients et par un calendrier plus tardif des investissements d'amélioration de la qualité de la desserte et de renforcement des réseaux ;

Les investissements nets hors opérations stratégiques à l'International augmentent de 91 millions d'euros, soit + 4,6 %.

- Au Royaume-Uni, l'augmentation de 347 millions d'euros, soit + 29,6 %, s'explique notamment par des dépenses en hausse sur le nouveau nucléaire et par des cessions de parcs éoliens moins importantes en 2014 qu'en 2013 ;
- En Italie, la baisse de 226 millions d'euros, soit - 74,3 %, s'explique principalement par l'entrée d'un partenaire extérieur (F2i) dans le renouvelable.

Les investissements nets hors opérations stratégiques des Autres Activités sont en hausse de 172 millions d'euros, soit + 16,3 %. Cette variation est principalement due à un effet de périmètre résultant de l'intégration des investissements de Dalkia France en 2014.

1.4.4 Investissements nets sur opérations stratégiques

Les investissements nets sur opérations stratégiques sont des opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe. En 2013, elles correspondaient principalement à la cession de la participation du Groupe dans SSE, à la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni et à la cession de titres Veolia. En 2014, ces opérations correspondent à la cession des activités de Dalkia International et à la reprise des activités de Dalkia en France.

1.4.5 Actifs dédiés

Conformément à la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 23 033 millions d'euros au 31 décembre 2014.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2013, le flux net de 2 443 millions d'euros correspondait principalement au retrait exceptionnel de + 2 407 millions d'euros concomitant à l'affectation de la totalité de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013, cette double opération ayant permis d'atteindre la couverture de 100 % des passifs nucléaires visés par la loi du 28 juin 2006. En 2014, les flux constatés correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

1.4.6 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à - 1 063 millions d'euros en 2014 (contre + 2 234 millions d'euros en 2013) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 11 691 millions d'euros (voir section 1.4.1 (« Cash flow opérationnel »)) ;
- une consommation de BFR de - 1 041 millions d'euros (voir section 1.4.2 (« Variation du besoin en fonds de roulement »)) ;
- des investissements nets hors opérations stratégiques de - 12 045 millions d'euros (voir section 1.4.3 (« Investissements nets hors opérations stratégiques »)).

L'écart de - 3 297 millions d'euros par rapport à 2013 provient essentiellement du retrait exceptionnel d'actifs dédiés en 2013 pour 2 407 millions d'euros sans équivalent en 2014, de la hausse des investissements nets (y compris opérations stratégiques) pour 812 millions d'euros et de la diminution du cash flow opérationnel à hauteur de 886 millions d'euros, partiellement compensés par l'amélioration de la variation de BFR pour + 670 millions d'euros par rapport à 2013.

1.4.7 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (2 944 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2013 pour 1 268 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2014 pour 1 059 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 10 décembre 2014 et payé le 17 décembre 2014 à hauteur de 0,57 euro par action ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (229 millions d'euros) ;
- les rémunérations versées en 2014 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (388 millions d'euros).

1.4.8 Cash flow après dividendes

Le cash flow après dividendes s'élève à - 4 007 millions d'euros, en dégradation de 3 693 millions d'euros par rapport à 2013. Cette diminution reflète principalement l'évolution du cash flow avant dividendes.

1.4.9 Émission « hybride »

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars américains avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent avec le portefeuille d'actifs industriels en développement.

1.4.10 Effet change

L'effet change (appréciations de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro¹⁾ a un impact défavorable de - 990 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2014.

1.4.11 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 34 208 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il était de 33 433 millions d'euros au 31 décembre 2013. Cette augmentation de 775 millions d'euros s'explique principalement par un cash flow après dividendes négatif (- 4 007 millions d'euros – voir section 1.4.8 (« Cash flow après dividendes »)) et une variation de change défavorable (- 990 millions d'euros) partiellement compensés par l'émission « hybride » réalisée en janvier 2014 (+ 3 970 millions d'euros).

1. Appréciation de 7,0 % de la livre sterling face à l'euro : 1,199 €/£ au 31 décembre 2013 ; 1,284 €/£ au 31 décembre 2014.
Appréciation de 13,6 % du dollar américain face à l'euro : 0,725 €/€\$ au 31 décembre 2013 ; 0,824 €/€\$ au 31 décembre 2014.

1.4.12 Ratios financiers

	2014	2013 retraité	2012 pro forma ⁽¹⁾
Endettement financier net / EBE	2,0	2,1	2,4 ⁽²⁾
Endettement financier net / (endettement financier net + capitaux propres) ⁽³⁾	46 %	46 %	56 %

(1) Les ratios 2012 pro forma sont retraités de l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et du retrait de 2,4 milliards d'euros d'actifs permettant 100 % de couverture des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés.

(2) Le ratio 2012 EFN/EBE comprend au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100 % et le retraitement lié à l'application de la norme IAS 19 révisée.

(3) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle et retraités de l'application des normes IFRS 10 et 11 au 31 décembre 2013 et de la norme IAS 19 révisée au 31 décembre 2012.

1.5 Gestion et contrôle des risques marchés

1.5.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion, telles qu'ERDF. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – 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. Rattachée à la Direction Contrôle des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la salle des marchés.

Le Département CRFI produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

1.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

1.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2014, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 17 691 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 756 millions d'euros.

Sur l'année 2015, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2014 s'élèveront à 10 217 millions d'euros, dont 4 096 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2014, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

1.5.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

Par ailleurs, EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Les options de remboursement de cette émission sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon la devise (entre 8 et 15 ans) puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple).

La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les devises. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF, du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF.

L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, cette émission est comptabilisée en

capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 3 970 millions d'euros.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2014 a été portée à 13,2 ans contre 8,9 ans au 31 décembre 2013, celle d'EDF SA à 14,4 ans contre 9,9 ans au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, 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 2014) :

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2015	10 217	(391)	19	359
Entre 2016 et 2019	19 385	(1 252)	75	332
2020 et au-delà	54 908	(1 691)	(12)	169
TOTAL	84 509	(3 334)	82	860
Dont remboursement de dette principale	54 404			
Dont charges d'intérêt	30 105			

(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. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe grâce à la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux 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.

Au 31 décembre 2014, les en-cours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 650 millions d'euros et de 4 075 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés de capitaux mondiaux, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 30 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone* pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par type d'emprunt, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 650 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000 ⁽²⁾	EUR	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

(2) Suite au rachat d'une partie de la dette initiale fin 2010, le montant que le Groupe va réellement décaisser à échéance s'élève à 1 382 millions d'euros.

EDF dispose d'un montant global de 9 747 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales).

Les lignes de crédit syndiqué s'élèvent à 4 milliards d'euros et ont une maturité jusqu'en novembre 2019 (avec une option d'extension supplémentaire de un an). Elles n'ont fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2014.

Les lignes de crédit représentent 5 747 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en novembre 2019. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours.

La ligne de crédit vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement a vu son en-cours augmenter de 200 millions d'euros supplémentaires au 31 décembre 2014. Ce nouvel en-cours, dont la maturité est de 4 à 10 ans, n'a fait l'objet d'aucun tirage.

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit externe de 500 millions de sterling qui a été tirée dans sa totalité.

EDF IG bénéficie d'une ligne de crédit externe de 150 millions d'euros (maturité avril 2016) et de lignes de crédit syndiqué pour un montant de 600 millions d'euros (maturité avril 2016). Au 31 décembre 2014, ces lignes de crédit ont fait l'objet d'un tirage à hauteur de 587 millions d'euros.

Enfin, Edison a souscrit en novembre 2014 une nouvelle ligne de crédit avec un *pool* de banques de 500 millions d'euros (maturité novembre 2016).

1.5.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2014 :

Société	Agence	Notation Long Terme (LT)	Notation Court Terme (CT)
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective négative	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective négative	F1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative	A-1
Edison	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable	n. a.

n. a. : non applicable.

1.5.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

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

- **financement en devise** : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- **adossement actif/passif** : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture

des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 37 % et 92 % (hors BRL et CNY). Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- **couverture des flux opérationnels en devise** : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars américains, et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2014 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute par devise avant et après couverture

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	30 110	7 647	37 757	68 %
USD	12 948	(10 073)	2 875	5 %
GBP	11 095	1 939	13 034	23 %
Autres devises	1 499	487	1 986	4 %
TOTAL DES EMPRUNTS	55 652	–	55 652	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 des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2014.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2014 (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	37 757	–	37 757
USD	2 875	287	3 162
GBP	13 034	1 303	14 337
Autres devises	1 986	199	2 185
TOTAL DES EMPRUNTS	55 652	1 789	57 441

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

Position des actifs nets

31 décembre 2014 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 843	2 050	552	2 241
CHF (Suisse)	1 150	730	–	420
HUF (Hongrie)	93 480	–	86 000	7 480
PLN (Pologne)	3 137	–	1 170	1 967
GBP (Royaume-Uni)	15 093	5 435	3 268	6 390
BRL (Brésil)	833	–	–	833
CNY (Chine)	8 007	–	–	8 007

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2014 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2014.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2014. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2014 ⁽¹⁾			Au 31 décembre 2013		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	2 241	1 845	185	333	242	24
CHF (Suisse)	420	349	35	648	528	53
HUF (Hongrie)	7 480	24	2	33 028	111	11
PLN (Pologne)	1 967	460	46	1 020	246	25
GBP (Royaume-Uni)	6 390	8 204	820	4 547	5 454	545
BRL (Brésil)	833	259	3	717	220	22
CNY (Chine)	8 007	1 063	106	7 019	841	84

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2014.

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 1.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2014.

1.5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition des positions de trésorerie du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement) fixe, dans le cadre de sa politique générale, des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières. Dans ce

cadre, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif/passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2014, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 60 % à taux fixe et 40 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 222 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2014 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des en-cours) s'établit à 3,3 % fin 2014.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2014. L'impact de variation des taux d'intérêt est en augmentation de 93 millions d'euros par rapport à 2013.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	48 795	(15 377)	33 418	–
À taux variable	6 857	15 377	22 234	222
TOTAL DES EMPRUNTS	55 652	–	55 652	222

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2014 (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	1 529	(15)	1 514

1.5.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 1.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 28,9 % en actions fin 2014, soit un montant actions de 3 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2014, 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 46,9 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 523 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2014, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33,7 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 720 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2014 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2014, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 78,1 millions d'euros. La volatilité est estimée à 41,9 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

1.5.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés, le processus de décision et de contrôle pour leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés. Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en juillet 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier.

Dans le cadre de la révision régulière de l'allocation stratégique et de la poursuite de la diversification des actifs, une nouvelle structure cible de long terme du sous-portefeuille taux a été décidée en début d'année, retenant un indice de référence plus diversifié, souverain et *corporate* (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG *corporate*), en remplacement de l'indice uniquement souverain retenu jusqu'alors (100 % Citigroup EGBI). Cette évolution a été validée au Conseil d'administration du 12 février 2014 pour une mise en œuvre au 1^{er} janvier 2014.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique, notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013.

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « classe d'actifs secondaires » ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
 - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI.

Évolution du portefeuille sur l'année 2014

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de TIGF et RTE.

EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement.

Amundi et EDF Invest ont annoncé la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

La **dotation** au titre de l'année 2014 est nulle, car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir, suite à l'affectation de la créance CSPE qui avait conduit à une dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2014 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 403 millions d'euros, contre 326 millions d'euros en 2013.

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

Composition analytique du portefeuille

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Sous-portefeuille actions	32,9 %	36,4 %
Sous-portefeuille obligataire	27,9 %	23,7 %
Sous-portefeuille trésorerie	2,8 %	3,7 %
CSPE après couverture	22,3 %	23,2 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	14,2 %	13,0 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2014, la valeur globale du portefeuille s'élève à 23 033 millions d'euros, contre 21 737 millions d'euros à fin décembre 2013 (*pro forma* sur la valorisation des titres RTE après application d'IAS 19 révisée).

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014.

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2014		31 décembre 2013	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	3 332	3 627	2 643	2 828
Obligations personnes morales OCDE hors États	901	968	808	841
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 300	2 483	2 144	2 308
Actions négociées sur un marché reconnu	–	–	–	–
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	5 891	7 578	6 398	7 873
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	- 23	- 23	5	5
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	12 401	14 633	11 998	13 855
CSPE après couverture	5 136	5 136	5 049	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 555	2 015	2 567
Autres titres non cotés et immobilier	604	709	266	266
Ajustements sur autres titres non cotés	–	–	8	–
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	20 156	23 033	19 336	21 737

(1) Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2014, note 38.

Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2014 et 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	31/12/2014 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2014		31/12/2013 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2013	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽²⁾
Sous-portefeuille actions	7 574	11,8 %	14,1 %	7 918	21,1 %	20,5 %
Sous-portefeuille taux	6 419	9,9 %	11,2 %	5 147	1,0 %	2,2 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	13 993	10,7 %	12,6 %	13 065	11,6 %	10,9 %
Sous-portefeuille trésorerie	640	0,7 %	0,1 %	790	0,7 %	0,1 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	14 633	10,3 %	12,6 %	13 855	11,1 %	10,9 %
CSPE après couverture	5 136	1,7 %	–	5 049	1,4 %	–
Actifs non cotés ⁽³⁾	3 264	8,4 %	–	2 833	11,1 %	–
dont titres RTE affectés	2 555	4,4 %	–	2 567	11,1 %	–
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	23 033	7,9 %	–	21 737	9,4 %	–

(1) Indice de référence en 2014 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Indice de référence en 2013 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(3) Performance sur les actifs détenus en début de période.

L'année 2014 a été riche en événements macroéconomiques et géopolitiques. Tout d'abord, la croissance américaine, qui avait été fortement impactée en début d'année par des conditions climatiques extrêmes, a rebondi fortement puisque la croissance du troisième trimestre y est estimée à 5 % en rythme annuel. En revanche, les économies émergentes et européennes ont fortement déçu les attentes. Même l'Allemagne a été affectée par ce ralentissement. Seule bonne nouvelle au sein de la zone euro, la péninsule Ibérique semble être sur la voie du rétablissement avec un net rebond de l'activité. Les croissances en France et Italie sont en revanche particulièrement décevantes. Au sein des pays émergents, l'activité continue de ralentir en Chine, même si ce ralentissement semble bien maîtrisé par les autorités. La situation est en revanche beaucoup plus compliquée en cette fin d'année pour les pays exportateurs de matières premières, et en particulier pour les exportateurs de pétrole. En effet, sur la deuxième partie de l'année, l'or noir a perdu près de la moitié de sa valeur en dollar. Si c'est une bonne nouvelle pour les consommateurs, cela occasionne une chute de l'activité et des devises des pays exportateurs. La Russie en est la principale victime, avec une chute très importante du rouble. La crise économique russe est aggravée par les sanctions imposées par les pays occidentaux à la suite des troubles dans l'Est de l'Ukraine. Les rivalités et nombreuses guerres civiles qui déchirent le Moyen-Orient sont également sources de tensions au sein de l'OPEP, ce qui ne favorise pas une entente sur les prix du pétrole au sein du cartel.

Dans ce contexte, l'action des banques centrales a fortement évolué, avec une dichotomie de plus en plus grande entre les pays dans lesquels l'activité repart (États-Unis, Royaume-Uni) et ceux qui restent très fragiles (Japon, zone euro). Ainsi, la Réserve fédérale américaine a totalement stoppé son *Quantitative Easing* et s'apprête probablement à remonter ses taux directeurs courant 2015, alors que la banque du Japon et la BCE ont mis en œuvre des programmes d'achats de titres et d'injections de liquidités très importants. La BCE a décidé en début d'année 2015 de procéder à un programme élargi de rachats d'actifs. Cet écart de politiques monétaires a conduit à une très forte appréciation du dollar.

Au global, les marchés ont été très porteurs sur l'année et ce, malgré plusieurs corrections importantes au cours du second semestre. Les marchés actions mondiaux (indice MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents) ont été en hausse de 14,1 %, ce qui était conforme aux prévisions de beaucoup d'analystes. En revanche, la progression de l'indice obligataire européen (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) de 11,2 % a été plus surprenante. Les taux à 10 ans ont très fortement baissé en zone euro, que ce soit pour les pays cœur comme pour les pays périphériques : - 1,39 % en Allemagne, - 1,73 % en France, - 2,24 % en Italie et - 2,54 % en Espagne.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier est très positive, et pour la troisième année consécutive au-delà de 10 % à + 10,7 %. Cette performance est à comparer à celle du *benchmark* composite, qui affiche une progression de + 12,6 %. L'écart de - 195 points de base s'explique pour moitié par la performance inférieure à leur indice de référence des gérants du sous-portefeuille actions. L'autre moitié s'explique par des choix d'allocation privilégiant la prudence :

- maintien d'une sous-sensibilité obligataire tant sur les pays cœurs que sur les pays périphériques en début d'année, même si cette sous-pondération a été atténuée en cours d'année et que l'allocation aux pays périphériques a été très substantiellement renforcée ;
- sous-pondération des poches actions Pacifique et Émergents en début d'année puis réduction de l'allocation action, en particulier en zone euro au cours de l'été pour tenir compte des tensions géopolitiques accrues.

En 2014, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 135 millions d'euros, dont + 855 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 1 380 millions d'euros avant impôt), + 53 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 86 millions d'euros avant impôt) et + 227 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 113 millions d'euros pour les titres RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2014 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 574 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. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2014 à 12,4 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 10,1 % à fin 2013. 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 939 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2014, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 419 millions d'euros) s'établissait à 5,38, 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 343 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,70 à fin décembre 2013. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2013, reste inférieure à celle de l'indice de référence (6,14).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2014, les expositions du Groupe sont à 90 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2014	3 %	18 %	42 %	26 %	1 %	1 %	0 %	10 %	100 %
au 30/09/2014	2 %	19 %	43 %	26 %	1 %	1 %	0 %	8 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/03/2014	4 %	0 % ⁽¹⁾	8 %	77 %	11 %	100 %
au 30/09/2014	6 %	1 % ⁽¹⁾	8 %	75 %	10 %	100 %

(1) Respectivement 0,48 % et 0,68 % à fin mars et fin septembre 2014.

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées à EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département Contrôle des Risques Financiers spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte financier toujours instable en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre...) pour des échéances maximales de 3 ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

1.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/credit

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 (hors Dalkia). Cette politique, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment la définition de limites et indicateurs Groupe). La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département CRFI réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

1.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

1.5.2.1 Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies

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

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies et *trading* pour EDF Trading) ;

- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Concernant Dalkia, EDF Énergies Nouvelles et Edison, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies est en cours. Ces entités sont gérées par un cadre de gestion des risques approuvé par le Comité exécutif du Groupe (Comex) et par leurs Conseils d'administration respectifs.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

1.5.2.2 Organisation du contrôle

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

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comex de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, ce dispositif repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

1.5.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014. 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...

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante

par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donné¹. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2014, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré, d'une part, avec une limite de VaR de 36 millions d'euros sur un jour et un intervalle de confiance de 97,5 % et, d'autre part, avec une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros². Dans l'année 2014, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées, et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, d'un point de vue opérationnel, l'exposition nette³ est calculée, d'une part, sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) et, d'autre part, sur ceux relatifs à l'activité de *trading* pour compte propre (portefeuille de *trading*). Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR⁴) est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014.

1.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF SA, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ERDF ainsi qu'Edison qui a intégré en 2012 et 2013 les principaux programmes Groupe. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL⁵. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd.⁶, des assureurs et des réassureurs ;

1. EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

2. Cinq fois la VaR, soit 180 millions d'euros.

3. L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filiales.

4. Le Profit at Risk (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.

5. Oil Insurance Limited.

6. Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.

- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel, notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI).

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

- **les dommages aux marchandises transportées** ;
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** : les polices d'assurance souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire qu'en cours de transport.

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque par les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

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

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

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe ;
- **les risques construction** : EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe, mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion, etc. Ces couvertures ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA ;
- **exploration et production** : Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ces 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en dommages aux biens qu'en responsabilité civile, pour des actifs *onshore* et *offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1^{er} janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & production » ;
- **le réseau aérien de distribution d'ERDF** : le 11 août 2011, ERDF a conclu avec Natixis - Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est la couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 146 millions d'euros en 2014, incluant Dalkia et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

1.6 Opérations avec les parties liées

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

1.7 Périmètre de consolidation

La liste des sociétés consolidées figure en note 51 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

1. Nuclear Electric Insurance Limited.

1.8 Principaux risques et incertitudes

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 de son document de référence. L'organisation du groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 4.2 de son document de référence.

1.9 Perspectives financières

Objectifs 2015

En 2015, le Groupe devra aborder plusieurs grands enjeux structurants pour son équation financière. Des enjeux industriels autour : du parc nucléaire existant en France avec le déploiement du programme de « Grand carénage » ; de la finalisation des accords et de la structure de financement du projet Hinkley Point C en vue de la décision finale d'investissement ; et de la conclusion du cycle actuel de renégociation des contrats gaz chez Edison. Il s'agira également d'enjeux commerciaux liés à la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert et à la formule de l'ARENH. Enjeux de politique énergétique enfin, avec l'adoption attendue de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

Dans ce contexte, le Groupe annonce les objectifs financiers suivants pour 2015 :

- **EBITDA Groupe**¹ : croissance organique de 0 à 3 % ;
- **Ratio d'endettement financier net / EBITDA** : entre 2x et 2,5x ;
- **Taux de distribution du résultat net courant post-hybride**² : 55 % à 65 %.

Feuille de route pour un cash flow positif en 2018³

Le Groupe avait annoncé en février 2014 son ambition d'atteindre un cash flow après dividendes hors Linky positif en 2018.

Compte tenu des évolutions survenues en 2014 sur des aspects structurants du cash flow, le Groupe a mis en place une feuille de route qui lui permet de confirmer cette ambition.

Concernant l'EBITDA, le Groupe s'attache à maximiser sa marge brute et renforcer les efforts engagés en matière de maîtrise des dépenses opérationnelles en tenant compte du contexte réglementaire et de marché en évolution.

Le plan d'actions s'appuie par ailleurs sur la poursuite de l'amélioration du besoin en fonds de roulement, avec un objectif d'optimisation du cash flow de 1,8 milliard d'euros en 2018 sur une référence normalisée.

Enfin, conformément à ce qui avait été annoncé début 2014, la trajectoire d'investissements nets du Groupe connaîtra un pic en 2015, mais celui-ci est toutefois ramené à 13 milliards d'euros. Les investissements nets hors nouveaux développements devraient ensuite diminuer progressivement au fur et à mesure des mises en service pour atteindre un maximum de 11 milliards d'euros en 2018. Les investissements correspondant à de nouveaux développements seront pour l'essentiel financés par réallocation de capital issu de cessions d'actifs non stratégiques dont la valeur sera optimisée sur la durée du plan.

1. À périmètre et change comparables, et hors impacts de la régularisation des tarifs réglementés de vente de 744 millions d'euros sur l'EBITDA 2014 suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014.

2. Résultat net courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres.

3. Cash flow après dividendes hors Linky.