

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

30 JUIN 2014

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 30 juillet 2014 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2014 qui y sont inclus.

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

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 10 (« Perspectives Financières ») du Rapport semestriel d'activité, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.1 (« Facteurs de risque ») du document de référence du groupe EDF pour l'année 2013.

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

SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

1. DECLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL
2. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE AU 30 JUIN 2014
3. COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2014
4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE 2014 (PERIODE DU 1^{ER} JANVIER AU 30 JUIN 2014)

1. DECLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans le périmètre de consolidation, et que le Rapport semestriel d'activité ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

A Paris le 30 juillet 2014

Henri Proglio

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE
AU 30 JUIN 2014

SOUS-SOMMAIRE

1. CHIFFRES CLES.....	7
2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2014.....	9
3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2013 ET 2014.....	24
4. ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS.....	36
5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES.....	41
6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES.....	49
7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2014.....	49
8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS.....	49
9. FAITS MARQUANTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....	52
10. PERSPECTIVES FINANCIERES.....	52

1. CHIFFRES CLES

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2014 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 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 résumés du semestre clos le 30 juin 2014.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2014 du groupe EDF.

Les comptes consolidés résumés sont établis conformément à la norme IAS 34 relative à l'information financière intermédiaire. Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. A ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2013.

Les données comparatives 2013 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IFRS 10 et 11. La norme IFRS 11 conduit à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui sont considérées comme des opérations conjointes (consolidation des actifs, passifs, charges et produits relatifs aux intérêts détenus) (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés). Les principales sociétés concernées par un passage en mise en équivalence sont Dalkia, CENG, ESTAG, SSE (société cédée le 27 novembre 2013) et certaines filiales d'EDF Énergies Nouvelles et d'Edison.

La nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifie pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe.

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

Extrait du compte de résultat consolidé

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	36 125	37 552	(1 427)	-3,8	-4,2
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 608	9 316	292	+3,1	+2,8
Résultat d'exploitation	5 875	5 647	228	+4,0	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 588	4 055	533	+13,1	
Résultat net part du Groupe	3 117	2 877	240	+8,3	
Résultat net courant ⁽¹⁾	3 153	3 068	85	+2,8	

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents et hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nets d'impôts (cf. § 3.9).

Cash flow après dividendes

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow après dividendes ⁽¹⁾	(877)	1 018	(1 895)	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 au chapitre 4, dotations et retraits sur actifs dédiés, et dividendes.

Informations relatives à l'endettement financier net

<i>(En millions d'euros)</i>	30/06/2014	31/12/2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net ⁽¹⁾	30 615	33 433	(2 818)	-8,4
Capitaux propres – part du Groupe	40 143	34 207	5 936	+17,4
Endettement financier net/EBE	1,9 ⁽²⁾	2,1		

(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.

(2) Le ratio au 30 juin 2014 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2013 et du premier semestre 2014, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable.

2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2014

2.1. ELEMENTS DE CONJONCTURE

2.1.1. EVOLUTION DES PRIX DE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ENERGIE

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 du premier semestre 2014, les prix de l'énergie en Europe ont été en baisse par rapport à l'année 2013 en raison principalement d'une demande historiquement faible durant les premiers mois de l'année due à des températures particulièrement douces.

Par ailleurs, une bonne hydraulité durant les derniers mois de l'hiver ainsi que le recul du prix des combustibles ont également exercé une pression baissière sur les prix.

2.1.1.1. Prix spot de l'électricité en Europe¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2014 en base (€/MWh)	34,6	51,1	49,5	32,4	40,0
Variation 2014/2013 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	-21,0 %	-15,7 %	-18,3 %	-13,5 %	-22,8 %
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2014 en pointe (€/MWh)	43,9	57,3	56,1	40,2	48,6
Variation 2014/2013 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	-20,5 %	-16,7 %	-18,3 %	-15,7 %	-21,4 %

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 au premier semestre 2014, en baisse de 9,2 €/MWh par rapport à l'année dernière à la même période. Ce recul des prix s'explique principalement par les températures douces observées sur les premiers mois de l'année qui ont entraîné une demande faible. Ainsi, la demande française a été en moyenne de 54,5 GW sur le premier semestre de l'année 2014 contre 59,6 GW en 2013, année marquée par une fin d'hiver rigoureuse.

De plus, le premier trimestre de l'année a été marqué par une hydraulité largement au-dessus des normales, tandis que les productions éolienne et photovoltaïque étaient en hausse par rapport à 2013 sur l'ensemble du premier semestre. Enfin, le léger repli des prix spot du charbon et du gaz a ajouté une pression baissière supplémentaire sur les prix.

La conjonction de ces différents éléments baissiers a conduit en 2014 le prix spot moyen du premier semestre à son niveau le plus bas depuis 2007.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité sont en baisse de plus de 15 % par rapport à l'année dernière. 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 est toutefois moins marquée que dans le reste de l'Europe en raison de l'augmentation de la taxe carbone au Royaume-Uni qui a pris effet au 1^{er} avril 2014.

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.

En **Italie**, les prix ont reculé de près de 20 %, en raison principalement d'une forte progression des productions hydraulique et éolienne et du recul de la consommation.

En **Allemagne**, les prix spot ont reculé en moyenne de 5,0 €/MWh par rapport à 2013, en raison également des températures douces et d'une production éolienne et photovoltaïque importante. Il s'agit également du prix moyen le plus bas pour un premier semestre depuis 2007.

En **Belgique**, les prix spot ont reculé en moyenne de 11,8 €/MWh par rapport à 2013, pour des raisons similaires à la France et à l'Allemagne. La baisse est surtout concentrée sur le premier trimestre. En effet, deux tranches nucléaires (Tihange 2 et Doel 3 d'une capacité totale d'environ 2 000 MW) sont à l'arrêt en Belgique depuis fin mars 2014, contraignant davantage l'équilibre offre/demande. Ainsi, le prix spot belge au mois de juin 2014 est supérieur de 10 €/MWh par rapport à la même période en 2013. La date de retour sur le réseau de ces deux tranches n'est pour l'instant pas encore connue.

2.1.1.2. Prix à terme de l'électricité en Europe²

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne de prix du contrat annuel 2015 à terme durant le 1 ^{er} semestre 2014 en base (€/MWh)	42,4	62,3	54,5	35,3	45,1
Variation 2014/2013 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 ^{er} semestre	-3,5 %	+2,0 %	-14,4 %	-13,0 %	+2,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2015 en base au 30 juin 2014 (€/MWh)	41,6	63,4	52,1	34,5	47,5
Moyenne des prix du contrat annuel 2015 à terme durant le 1 ^{er} semestre 2014 en pointe (€/MWh)	54,0	71,3	60,7	45,1	56,1
Variation 2014/2013 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	-5,1 %	+2,2%	-14,3 %	-11,6 %	-1,6 %
Prix à terme du contrat annuel 2015 en pointe au 30 juin 2014 (€/MWh)	51,5	70,5	58,1	43,4	56,3

Les contrats annuels de l'électricité en base sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2013, en France, en Allemagne et en Italie. Ce recul est dû principalement à une baisse de prix des combustibles. Au Royaume-Uni, l'augmentation de la taxe carbone a contrebalancé ce mouvement et a conduit à une légère hausse des prix.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 3,5 % environ à celui constaté au premier semestre 2013. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et du gaz. Elle a toutefois été atténuée par la hausse de prix des droits d'émission de CO₂.

En **Italie**, le contrat annuel en base a également fortement reculé, pour s'établir en baisse de près de 9 €/MWh en moyenne par rapport au premier semestre 2013. Cet important repli s'explique par la baisse de prix du gaz ainsi que par la progression des énergies renouvelables.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a progressé de 2 %, malgré une nette baisse des prix du gaz, en raison de la hausse de la taxe carbone 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.

² France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ;

Belgique : cotation moyenne EDF-T de l'année suivante ;

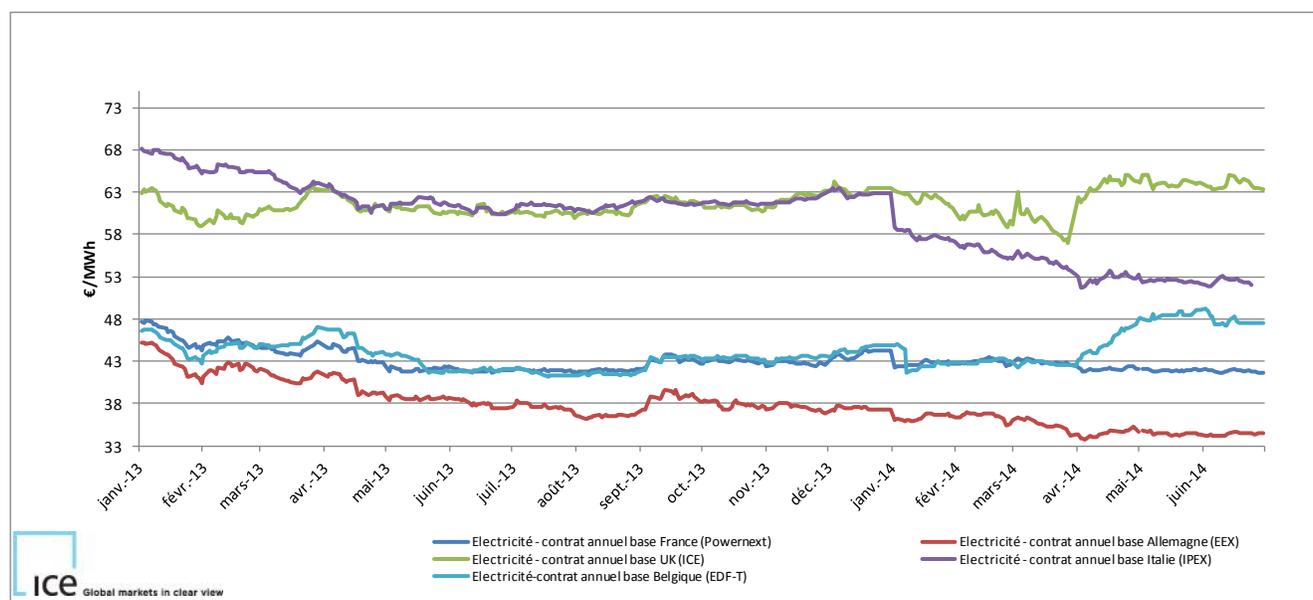
Italie : cotation moyenne EDF-T de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne 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).

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a diminué de plus de 5 €/MWh par rapport au premier semestre 2013. Outre la baisse de prix des combustibles, cet important repli des prix de l'électricité s'explique par le développement des parcs éoliens et photovoltaïques outre-Rhin.

En **Belgique**, le contrat annuel en base a progressé d'environ 1 €/MWh par rapport au premier semestre 2013. Les prix ont fortement augmenté suite à l'arrêt de deux tranches nucléaires, à la fin du mois de mars 2014, alors que la date de retour sur le réseau n'est pas encore confirmée. Le 30 juin 2014, le prix du contrat *Year-Ahead*, pour livraison l'année suivante, était de 47,5 €/MWh alors qu'il n'était que de 42,1 €/MWh le 30 juin 2013.

Evolution des prix à terme de l'électricité en Europe



2.1.1.3. Evolution du prix des droits d'émission de CO₂³

Le prix des droits d'émission de CO₂ pour livraison en décembre 2014 s'est établi en moyenne à 5,6 €/t au cours du premier semestre 2014. Les prix ont progressé de 1,3 €/t par rapport au premier semestre 2013, suite à l'adoption puis à l'application de la mesure dite de « *backloading* » par la Commission européenne. Le marché des droits d'émission de CO₂ étant sur-alloué à l'échelle européenne, la Commission a mis en place cette mesure afin de réduire temporairement l'offre. Après plusieurs années de négociations, le règlement a finalement été mis 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.

Au Royaume-Uni, le mécanisme de *Carbon Price Support* a été amendé en mars 2014 (voir § 2.1.4.2).

³ Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Evolution des prix des droits d'émission de CO₂



2.1.1.4. Prix des combustibles fossiles⁴

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWh)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2014	82,0	108,8	25,2
Variation 2014/2013 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	-13,1 %	+0,9 %	-7,1 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2014	86,6	115,1	27,0
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2014	78,5	104,8	23,5
Prix fin 1 ^{er} semestre 2013	85,6	102,2	27,0
Prix fin 1 ^{er} semestre 2014	78,8	112,4	23,7

Les prix à terme du **charbon** sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2013, en raison d'un équilibre offre/demande mondial fortement détendu. Cette situation est due à une abondance de charbon russe, américain et colombien à des niveaux de prix relativement bas et à une demande asiatique moins importante que prévue. De plus, l'hiver doux observé sur l'ensemble de l'Europe a conduit à une faible utilisation du charbon ce qui a maintenu les stocks à un niveau important. Ces stocks maintiennent une pression baissière sur les prix à terme. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en Europe en 2015 termine le semestre autour de 79 \$ la tonne.

Le cours du **pétrole** a peu évolué par rapport au premier semestre 2013 en l'absence de tensions notables sur l'offre ou d'annonces majeures sur les perspectives de croissance de la demande mondiale.

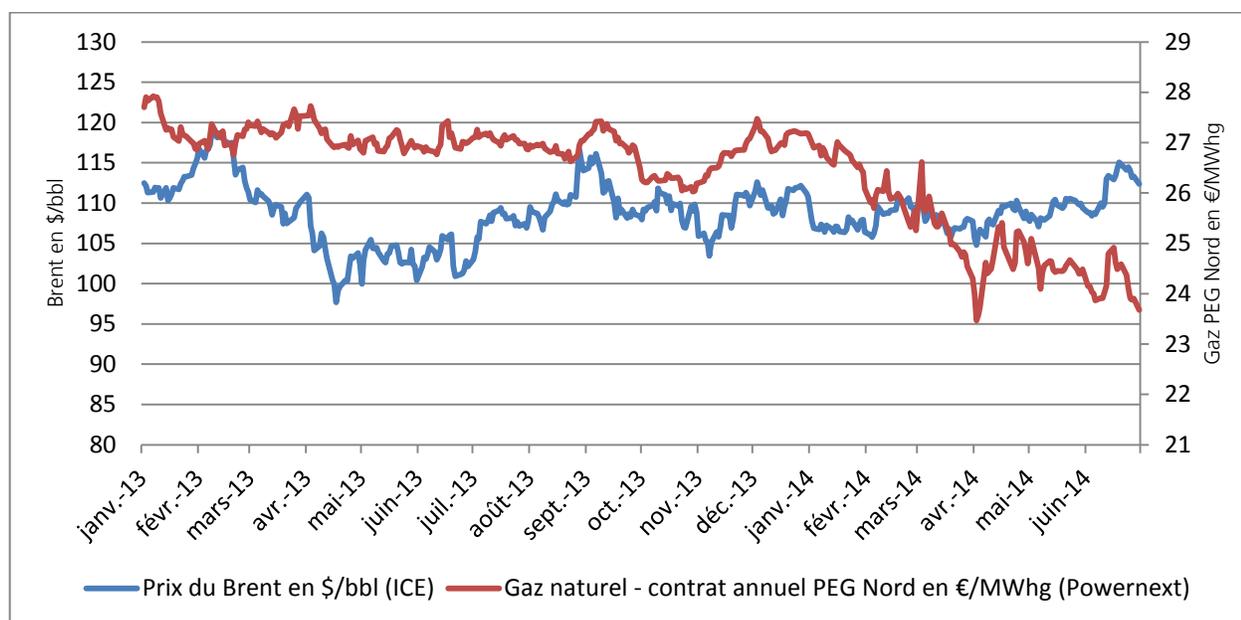
⁴ **Charbon** : Cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t) ;

Pétrole : Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (*front month*) - (en \$/baril) ;

Gaz naturel : Cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord) – en €/MWhg.

Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** en France est en baisse par rapport au premier semestre 2013. L'hiver doux a entraîné un recours faible au soutirage des moyens de stockage long terme, tandis que l'absence de tensions sur l'équilibre offre/demande d'avril à juin a permis leur reconstitution rapide. Ainsi, le niveau des sites de stockage en France et en Europe a été environ 10 points au-dessus de la normale (56 % à fin juin 2014 en France, 70 % en Europe). Cette situation a entraîné une forte baisse des prix pour l'hiver 2014/2015 et dans une moindre mesure pour l'été 2015. Les tensions entre la Russie et l'Ukraine qui se sont intensifiées au premier semestre 2014 ont été suivies par les acteurs du secteur tout au long du deuxième trimestre, mais n'ont eu qu'un impact limité sur les prix à terme. Le niveau actuel des stocks permettrait en effet de compenser une coupure des livraisons de gaz russe transitant par l'Ukraine durant une bonne partie de l'été.

Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.1.2. CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ⁵ ET DE GAZ⁶

Au premier semestre 2014, la consommation globale d'électricité en **France** a connu une baisse de 8,4 % par rapport à la même période en 2013, liée à un fort effet climat. Cette diminution de la consommation a été particulièrement forte sur le premier trimestre 2014 (-15,7 TWh, soit -10,3 %), caractérisé par des températures particulièrement douces (+1,3°C en moyenne par rapport aux normales⁷), contrastant avec un premier trimestre 2013 qui avait affiché des températures inférieures aux normales de 1,9°C en moyenne. Le deuxième trimestre 2014 retrouve des températures en moyenne conformes aux normales, la baisse de consommation d'électricité (-6,4 TWh, soit -5,8 %) s'expliquant par les températures de plus de 2°C inférieures aux normales sur le deuxième trimestre 2013. Corrigée de l'aléa climatique, la consommation en France est globalement stable au premier semestre 2014 par rapport au premier semestre 2013.

⁵ Données France : données brutes communiquées par RTE, non corrigées de l'impact des aléas climatiques.

Données Royaume-Uni : données fournies par le *Department of Energy and Climate Change* pour le premier trimestre, estimation de la filiale locale pour le deuxième trimestre.

Données Italie : estimation fournie par la filiale locale.

⁶ Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à avril 2014.

Données Royaume-Uni : données fournies par le *Department of Energy and Climate Change* pour le premier trimestre, estimation de la filiale locale pour le deuxième trimestre.

Données Italie : estimation fournie par la filiale locale.

⁷ Source : Miréor (données Météo-France), écart aux normales de température calculé sur la moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérées par leur consommation électrique.

Au **Royaume-Uni**, sur le premier semestre 2014, la consommation intérieure d'électricité, peu thermo-sensible, est en baisse de 4,9 % par rapport à celle du premier semestre 2013 ; elle s'est contractée de 3 % en **Italie** par rapport au premier semestre 2013.

La consommation de gaz naturel en **France** a diminué d'environ 23 %⁸ au premier semestre 2014 par rapport au premier semestre 2013. Cette baisse de la consommation est essentiellement liée au contraste de températures entre un premier semestre 2014 très doux quand les températures étaient particulièrement froides sur la même période en 2013.

La consommation intérieure estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en baisse de 4,6 %, sous l'effet de températures 2014 supérieures à celles du premier semestre 2013. Celle-ci a diminué de 14,4 % en **Italie** du fait d'un hiver très doux (+4°C par rapport à 2013) et d'une contraction de 10 % de la production thermo électrique italienne.

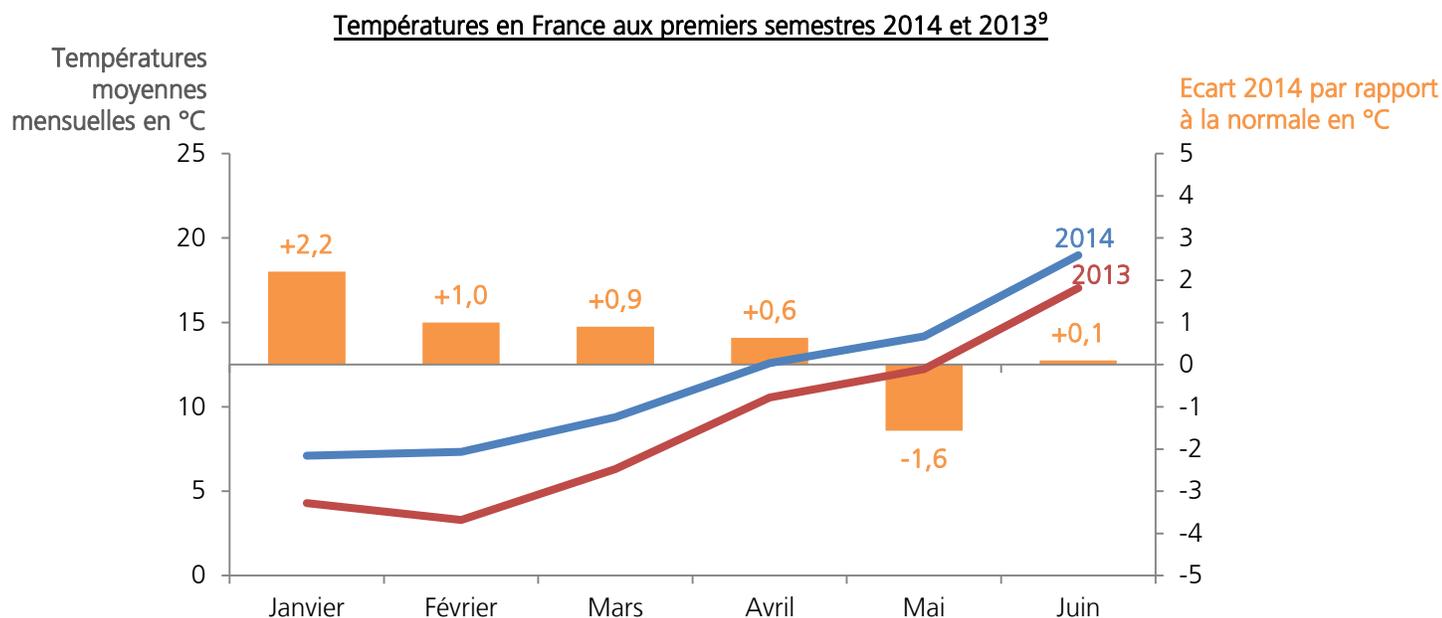
2.1.3.TARIFS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en **France**, voir § 2.2.4.1.4 et 2.2.4.1.5.

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 a été annoncée par le gouvernement en décembre 2013. EDF Energy est le fournisseur d'énergie qui a gagné le plus de clients parmi les 6 grands fournisseurs entre juin 2013 et juin 2014 avec une hausse de 175 000 « comptes clients » selon les dernières données disponibles.

2.1.4.CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPERATURES ET PLUVIOMETRIE

Le premier semestre 2014 a été marqué par des températures plus élevées que la moyenne sur toute l'Europe, en particulier sur sa partie centrale.



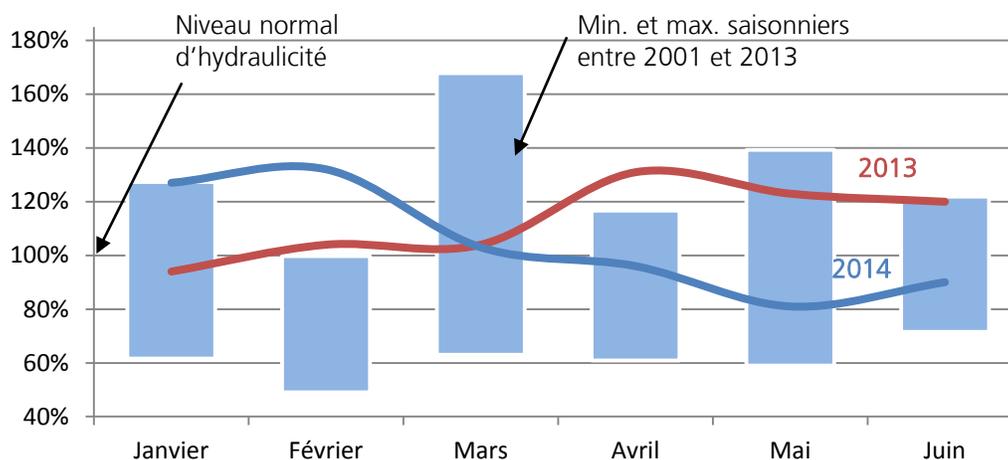
⁸ Source : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à mai 2014.

⁹ Source : Miréor (données Météo-France).

Cette période a par ailleurs été marquée par une pluviométrie abondante et excédentaire sur une grande partie de l'ouest de l'Europe (ouest de la France, Portugal, Royaume-Uni et sud de la Scandinavie) ainsi que sur l'Italie et les Balkans, en particulier en tout début d'année. A l'opposé, les précipitations ont été déficitaires dans le nord-est de la France, au Benelux, en Suisse, sur l'Espagne, en Allemagne et en Turquie.

Plus particulièrement sur la France, après un hiver fortement 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. En cumulé sur le premier semestre, le productible hydraulique est voisin de la normale.

Hydraulicité en France aux premiers semestres 2014 et 2013¹⁰



¹⁰ Source : suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs OSGE (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

2.2. EVENEMENTS MARQUANTS^{11/12}

2.2.1. DEVELOPPEMENTS STRATEGIQUES

2.2.1.1. Consultation de la Commission européenne sur le projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

Le 21 octobre 2013, le groupe EDF, au sein d'un consortium regroupant AREVA et des partenaires industriels chinois, est parvenu à un accord de principe avec le gouvernement britannique sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement que sont le prix d'exercice du *Contract for Difference* (« CfD ») 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.

La décision finale d'investissement, conditionnant l'application de ces accords ainsi que la construction de la centrale, est soumise à la réalisation d'étapes clés, dont notamment l'accord sur l'ensemble du contrat d'investissement, la finalisation des accords avec les partenaires industriels et la décision de la Commission européenne relative aux aides d'Etat. Concernant cette dernière condition, le gouvernement britannique avait formellement notifié le CfD à la Commission européenne le 22 octobre 2013. La Commission européenne a annoncé en décembre 2013 avoir ouvert une enquête approfondie consistant en une évaluation détaillée des mesures notifiées. Cette décision a fait l'objet d'une publication au Journal officiel de l'Union européenne le 7 mars 2014, ouvrant une période de consultation de l'ensemble des acteurs intéressés d'un mois. La procédure d'examen se poursuit.

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 reprendrait l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International seraient reprises par Veolia Environnement. Dans ce cadre, Veolia Environnement verserait en net au groupe EDF un montant de 655 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 pour prendre en compte la situation financière nette des activités transférées.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et 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 permettra au Groupe de développer significativement sa présence dans le domaine des services énergétiques. Elle offrira un potentiel de synergies important du fait de la complémentarité des métiers et expertises du groupe EDF et de Dalkia.

2.2.2. PARTICIPATIONS ET PARTENARIATS

2.2.2.1. 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 Etats-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

¹¹ Les événements marquants relatifs aux litiges figurent à la section 8 du présent document.

¹² Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

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.

A 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 reste consolidée par mise en équivalence.

2.2.2.2. 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 CGN sur leur « accord de partenariat global » ; avec CNNC sur le renforcement de leur coopération, notamment en matière d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance.

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 Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd (FPC). Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction vient d'être lancée sur le site de Fuzhou, dans la province du Jiangxi, au sud-est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016 ; elle sera la première centrale 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.

Cette participation marque une nouvelle étape dans la collaboration initiée entre EDF et Datang en 2006 qui a déjà permis aux deux entreprises de devenir co-exploitants de la centrale à charbon supercritique de Datang Sanmenxia Power Plant Phase II (DSPC) en 2009.

2.2.2.3. Protocole d'accord avec le consortium Exeltium

Le 21 juillet 2014, le consortium Exeltium et EDF ont annoncé s'être entendus sur un protocole d'accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium. Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons, puis dans un deuxième temps, en compensation, une augmentation de ce prix en fonction de l'évolution du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible et a été défini de manière à ne pas compromettre son équilibre économique global.

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

Cheniere Energy Inc. a annoncé le 17 juillet 2014 que sa filiale, Corpus Christi Liquefaction LLC a conclu un contrat de vente de gaz naturel liquéfié (« LNG SPA ») avec EDF. Les livraisons de gaz à EDF qui devraient débuter entre 2019 et 2020 représentent un volume d'environ 1 Gm³ par an à partir de la mise en service commerciale de la troisième usine du projet de liquéfaction de Corpus Christi. Elles seront précédées de livraisons de 0,5 Gm³ par an entre les mises en service des installations n°2 et n°3. La durée du contrat sera de vingt ans au-delà de la date de la première livraison commerciale de la troisième usine de liquéfaction, avec une option de prolongation de dix ans.

2.2.3. PROJETS D'INVESTISSEMENT

2.2.3.1. En France

2.2.3.1.1. 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 2009-072 ; décret français du 31 août 2010 ; arrêté comptage du 4 janvier 2012). Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF de 2009 à 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.

A 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 reste à finaliser.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 portant décision 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. Cette rémunération permet, d'une part, de garantir un financement stable et adéquat *via* un taux de rémunération majoré et garanti sur la durée de vie des actifs, et d'autre part, d'inciter à l'atteinte des objectifs du projet (coûts, délais et qualité de service) *via* un mécanisme de pénalités tarifaires.

2.2.3.1.2. Mises en service réalisés par la filiale EDF PEI (Production Electrique Insulaire)

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 le premier semestre 2014 les 6 derniers groupes Diesel de la centrale de Bellefontaine en Martinique et les 6 premiers groupes Diesel de la centrale de Lucciana en Haute-Corse, soit une capacité totale de production de près de 210 MW.

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, est composé de 27 turbines pour une puissance installée totale de 62 MW. Avec la mise en service du parc de Teesside, EDF exploite désormais au Royaume-Uni 462 MW d'électricité issue de l'énergie éolienne terrestre et en mer et compte 1 500 MW de projets en développement dans ce pays.

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.

2.2.3.3. Autres activités

2.2.3.3.1. Mises en service de parcs éoliens et solaires

Le 13 mars 2014, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la mise en service de sa première centrale solaire de 30 MWc en Inde dans l'état du Madhya Pradesh, ainsi que 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. Le développement sur le marché photovoltaïque en Inde est mené par la société ACME Solar Energy Private Limited, dont EDF Énergies Nouvelles est actionnaire à hauteur de 25 %.

Le 12 mai 2014, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la mise en service en Turquie du parc éolien de Geycek (150 MW de capacité). A ce jour, le groupe EDF Énergies Nouvelles a installé huit parcs éoliens dans le pays (plus de 500 MW au total). EDF Énergies Nouvelles confirme ainsi son intérêt pour le gisement éolien turc, bénéficiant de conditions naturelles favorables et d'une volonté politique forte de la part du gouvernement turc quant au développement de l'énergie éolienne.

Poursuivant son développement au Canada, EDF Énergies Nouvelles a annoncé, le 4 juin 2014, la mise en service du parc éolien de Blackspring Ridge. Il est codétenu à 50 % par sa filiale locale, EDF EN Canada, et le groupe Enbridge.

D'une capacité installée de 300 MW, ce parc devient le plus puissant de l'ouest du Canada. EDF Énergies Nouvelles poursuit au Canada le développement d'un portefeuille de projets éoliens et solaires d'un total de 1 374 MW de capacité à installer d'ici 2015.

EDF Energies Nouvelles a annoncé le 2 juillet 2014, dans le cadre du déploiement de son activité solaire aux États-Unis, les mises en service des centrales de Lepomis et de Lancaster par sa filiale locale, EDF Renewable Energy. Elles totalisent une capacité installée de près de 12 MWc. EDF Renewable Services, filiale américaine du groupe EDF Énergies Nouvelles, assure l'exploitation-maintenance de ces deux centrales solaires. Ces projets montrent les ambitions dans l'énergie solaire du groupe EDF Énergies Nouvelles avec 350 MWc de projets développés en Amérique du Nord.

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 30 juin 2014, 550 millions d'euros¹³ ont été alloués à dix projets éligibles : neuf parcs éoliens *onshore* et une installation de biométhanisation, situés aux États-Unis, au Canada et en France.

2.2.4. ENVIRONNEMENT REGLEMENTAIRE

2.2.4.1. France

2.2.4.1.1. Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté un volume de 64,4 TWh pour 2013. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échéancier fixé par arrêté. Les volumes alloués pour l'année 2014 représentent 71,3 TWh, dont 36,8 TWh pour le premier semestre.

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 était à l'ordre du jour du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014. L'Autorité de la concurrence et la CRE doivent également rendre un avis sur ce projet de décret.

2.2.4.1.2. 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 EDF¹⁴. 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 au 30 juin 2014). En complément, la loi de finances rectificative 2013 reconnaît les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la contribution à la CSPE.

¹³ Dont 192 millions d'euros à fin 2013 ayant fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, présentée en annexe F du document de référence 2013.

¹⁴ Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

Les principaux faits marquants du premier semestre 2014 concernent l'environnement législatif des obligations d'achat :

- Suite à 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 a 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.

Le montant des charges à compenser au titre du 1^{er} semestre 2014 s'élève à 3 027 millions d'euros, en hausse de 18 % par rapport au premier semestre 2013. Cette hausse s'explique principalement par une baisse des prix de marché et, dans une moindre mesure par une hausse des volumes d'énergies nouvelles réparties produits par le photovoltaïque et l'éolien. Les montants encaissés sur le premier semestre 2014 s'établissent quant à eux à 2 837 millions d'euros, soit une hausse de 19 % par rapport à mi 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). Au 30 juin 2014, les charges sont supérieures aux recettes comptabilisées par EDF de 190 millions d'euros.

2.2.4.1.3. Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE 4)

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au Journal officiel du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et baisseront de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)¹⁵ pour 2 %, compensé de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation¹⁶.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative. Ce point fait l'objet d'un article dans le-projet de loi relative à la transition énergétique dont les orientations ont été présentées en Conseil des ministres le 18 juin 2014.

S'agissant des tarifs de transport, ils baisseront également de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé 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'appliquera du 1^{er} août 2014 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.

2.2.4.1.4. Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'Etat

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

¹⁵ Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

¹⁶ Pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac entre les années 2012 et 2013.

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'Etat a enjoint les 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 projet d'arrêté a été soumis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) puis transmis pour avis à la CRE en juillet 2014. Ce projet d'arrêté fixe une nouvelle grille tarifaire pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013. Sur ces bases, EDF étudie les modalités pratiques de mise en œuvre du complément de facturation. Le chiffre d'affaires hors taxes correspondant, estimé à environ 850 millions d'euros, sera enregistré dans les comptes d'EDF dès lors que l'arrêté sera publié au Journal Officiel.

2.2.4.1.5. Tarifs Régulés 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 bleus, à compter du 1^{er} août 2014.

Le 4 juillet 2014, le gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse. Un projet d'arrêté en ce sens, a été soumis au CSE et à la CRE le 10 juillet.

Le gouvernement a également déclaré qu'une augmentation inférieure à celle initialement prévue devrait par ailleurs intervenir au cours du second semestre 2014.

Par ailleurs, un projet de décret visant à 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 a été soumis au CSE du 10 juillet 2014. L'Autorité de la concurrence et la CRE doivent également rendre un avis sur ce projet de décret.

2.2.4.1.6. 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'euros₂₀₁₀ 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) et reste en deçà du coût de tout nouveau moyen de production d'électricité.

2.2.4.1.7. Rapport de 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.

Ce rapport reprend les travaux de la Cour des comptes, ainsi que les analyses de la commission suite aux auditions des différentes parties prenantes entre janvier et juin 2014, et livre une série de recommandations.

Ces recommandations visent à nourrir le débat parlementaire prévu à l'automne 2014 sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

2.2.4.2. Royaume-Uni

Le 19 mars 2014, le gouvernement britannique a confirmé la mise en place d'un marché de capacités, avec une première enchère prévue pour 2014. EDF Energy accueille favorablement l'approbation de ce mécanisme qui devrait contribuer à maintenir la sécurité de l'approvisionnement. Une loi devrait entrer en application au cours de l'été 2014.

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'à la fin de la décennie.

2.2.4.3. 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'Etat 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'Etat. La convention a été signée le 12 mars 2014 et stipule les conditions opérationnelles, financières et juridiques de cette prolongation.

Le gouvernement belge prépare la mise en œuvre d'une réserve stratégique *via* un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. Les industriels qui acceptent de réduire leur consommation pendant les pics de consommation pourront également participer à cette mise en concurrence. Les offres les plus intéressantes seront retenues, après approbation de la CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz en Belgique) sur le caractère raisonnable des prix. Les centrales incluses dans cette réserve recevront alors une rémunération qui couvrira leurs coûts fixes. La centrale de Seraing a été officiellement qualifiée par ELIA (gestionnaire du réseau de transport belge) pour concourir pour la réserve stratégique à partir de l'hiver 2014.

Après 10 mois d'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 pour inspections 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. En raison de son importance et de sa complexité, ce programme de tests des cuves s'étalera jusqu'en automne 2014. Le groupe EDF détient 10,2 % de ces 2 centrales, figurant pour une valeur nette comptable de 287 millions d'euros dans ses comptes.

Concernant les procédures en lien avec la taxe nucléaire belge, voir § 8.3.

2.2.4.4. Hongrie

Début 2014, le régulateur a annoncé une nouvelle baisse des tarifs régulés de fourniture de gaz, d'électricité et de chaleur aux clients domestiques à partir de septembre 2014. Cette baisse, qui devrait être de 5,7 % pour les clients résidentiels électricité, fera suite aux deux précédentes baisses opérées en janvier (-10 %) et novembre 2013 (-11,1 %).

2.2.5. GOUVERNANCE – CONSEIL D'ADMINISTRATION

Madame Sidonie DELALANDE est depuis le 1^{er} février 2014 membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité d'administratrice élue par les salariés, parrainée par la CGT, en remplacement de Monsieur Philippe MAISSA.

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a ratifié la nomination à titre provisoire par le Conseil d'administration du 11 avril 2014 de Madame Colette LEWINER, administratrice professionnelle, en qualité d'administratrice en remplacement de Madame Mireille FAUGERE, nommée Conseillère maître à la Cour des comptes. En outre, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations, réunis conjointement le 14 mai 2014, ont examiné la situation individuelle de Madame Colette LEWINER. Après avoir entendu l'avis de ces Comités, le Conseil d'administration du 14 mai 2014 a procédé à l'évaluation de l'indépendance de Madame Colette LEWINER au regard des critères d'indépendance définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF auquel EDF adhère. Le Conseil a décidé que Madame LEWINER, n'entretenant pas avec la société EDF, son groupe ou sa direction, de relation, de quelque nature que ce soit, de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement, est considérée comme administratrice indépendante. En outre, le Conseil d'administration du 24 juin 2014 a nommé Mme LEWINER membre du Comité d'éthique.

Ces deux nouveaux mandats courent jusqu'au renouvellement en bloc du Conseil d'administration, le 22 novembre 2014 à minuit.

3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2013 ET 2014

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 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 du premier semestre 2013 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IFRS 10 et 11 (impact de -382 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation, pas d'impact sur le résultat net part du Groupe).

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité
Chiffre d'affaires	36 125	37 552
Achats de combustible et d'énergie	(18 293)	(19 877)
Autres consommations externes	(3 676)	(3 685)
Charges de personnel	(5 644)	(5 677)
Impôts et taxes	(1 833)	(1 760)
Autres produits et charges opérationnels	2 929	2 763
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 608	9 316
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	122	(1)
Dotations aux amortissements	(3 753)	(3 391)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(86)	(126)
(Pertes de valeur) / reprises	(19)	(129)
Autres produits et charges d'exploitation	3	(22)
Résultat d'exploitation	5 875	5 647
Résultat financier	(1 287)	(1 592)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 588	4 055
Impôts sur les résultats	(1 558)	(1 486)
Quote-part de résultat net des coentreprises et des entreprises associées	209	391
Résultat net consolidé	3 239	2 960
Dont résultat net - part du Groupe	3 117	2 877
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	122	83
Résultat net part du Groupe par action (en euros)		
Résultat net par action	1,56	1,56
Résultat net dilué par action	1,56	1,56

3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Un chiffre d'affaires consolidé en recul de 3,8 % (4,2 % en organique).

3.1.1. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES GROUPE

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	36 125	37 552	(1 427)	-3,8	-4,2

3.1.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France	20 352	21 294	(942)	-4,4	-4,4
Royaume-Uni	5 167	4 990	177	+3,5	-0,6
Italie	6 292	6 392	(100)	-1,6	-2,1
Autre International	2 863	3 336	(473)	-14,2	-12,7
Autres activités	1 451	1 540	(89)	-5,8	-3,1
Total hors France	15 773	16 258	(485)	-3,0	-3,9
Chiffre d'affaires du Groupe	36 125	37 552	(1 427)	-3,8	-4,2

Au premier semestre 2014, le chiffre d'affaires réalisé hors segment France représente 43,7 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 43,3 % au premier semestre 2013.

3.1.2.1. France

Evolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 20 352 millions d'euros, en recul organique de 4,4 % par rapport au premier semestre 2013.

Ce recul résulte principalement d'une baisse des volumes vendus en électricité. Les volumes vendus aux clients finals ont reculé de 18,9 TWh, essentiellement sous l'effet d'un fort effet climat (-19,8 TWh, -1,5 milliard d'euros), les températures douces du premier semestre 2014 contrastant avec celles particulièrement froides de la même période sur l'exercice précédent (voir § 2.1.4).

L'effet positif de 527 millions d'euros lié aux hausses des tarifs réglementés intervenues en août 2013 permet de compenser en partie cet effet volume.

Au 30 juin 2014, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 79,4 %, en retrait de 0,5 point par rapport à fin juin 2013. Au 30 juin 2014, la part de marché gaz naturel est de 4,5 %, stable par rapport à fin juin 2013 (4,4 %).

**Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées¹⁷,
activités de réseaux¹⁸ et activités insulaires¹⁹**

	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<i>(En millions d'euros)</i>				
Chiffre d'affaires	20 352	21 294	(942)	-4,4
Activités non régulées	19 256	20 214	(958)	-4,7
Activités de réseaux	6 910	7 345	(435)	-5,9
Activités insulaires	523	456	67	+14,7
Eliminations	(6 337)	(6 721)	384	

La baisse de 4,7 % du chiffre d'affaires des **activités non régulées** s'explique principalement par l'impact défavorable du climat au premier semestre 2014.

Le chiffre d'affaires des **activités de réseaux** est en repli de 5,9 %, la hausse des tarifs ne compensant que partiellement l'effet négatif du climat sur les volumes vendus.

Le chiffre d'affaires des **activités insulaires** est en augmentation de 14,7 % (67 millions d'euros), tiré par les récentes mises en services (voir § 2.2.3.1.2).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2014 à 208,8 TWh contre 207,2 TWh au premier semestre 2013. En dépit du climat doux sur la France qui a amené à moduler la puissance des centrales, la production nucléaire s'affiche en hausse de 1,6 TWh, reflétant les premiers effets des actions engagées pour maîtriser la durée des prolongations d'arrêts programmés.

La production hydraulique s'élève à 21,8 TWh, en diminution de 3,5 TWh par rapport au premier semestre 2013. Cette baisse est liée à une moindre hydraulité au deuxième trimestre 2014 comparée à la même période en 2013, où elle avait été particulièrement favorable.

La production thermique à flamme s'élève à 3,3 TWh, en repli de 5,1 TWh par rapport au premier semestre 2013. Cette baisse s'explique notamment par une moindre rentabilité à faire fonctionner ces centrales dans un contexte de prix de marché de l'électricité plus bas comparés à ceux du premier semestre 2013 (voir § 2.1.1) et par le déclassement progressif des centrales les plus polluantes.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en baisse de 18,9 TWh. Le différentiel de températures entre les deux semestres explique à lui seul une baisse de 19,8 TWh, l'hiver 2013-2014 ayant été caractérisé par des températures beaucoup plus douces que le précédent. Ces baisses ne sont que partiellement compensées par une croissance modérée de la demande (impact de 1,1 TWh).

¹⁷ Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

¹⁸ Activités qui ne regroupent plus que les activités de Distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport au 31 décembre 2010. Les activités de Réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

¹⁹ Activités de production et de distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI et PEI).

Les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en baisse d'environ 1 TWh par rapport au premier semestre 2013, la hausse des ventes ARENH (+3,9 TWh, en lien avec les besoins de compensation des pertes réseaux), étant plus que compensée par l'extinction des livraisons liées à des contrats longs termes (VPP notamment pour -3,5 TWh).

Au premier semestre 2014, le bilan électrique d'EDF affiche une position nette vendeuse (hors VPP) à hauteur de 11,6 TWh sur les marchés ; au premier semestre 2013, le Groupe avait été acheteur net (hors VPP) à hauteur de 2,1 TWh.

3.1.2.2. Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 5 167 millions d'euros au premier semestre 2014. Cette augmentation de 3,5 % par rapport au premier semestre 2013 est principalement constituée d'une baisse organique de 0,6 % et d'effets change favorables à hauteur de +4,2 %.

La décroissance organique s'explique notamment par la baisse des ventes de gaz en raison d'un climat moins favorable qu'au premier semestre 2013.

3.1.2.3. Italie

La contribution de l'Italie au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 292 millions d'euros, en baisse de 1,6 % par rapport au premier semestre 2013, soit -2,1 % en organique.

Dans un contexte de baisse de la demande électrique et gazière, impactée par des températures hivernales exceptionnellement douces, et des prix sur les marchés du gaz et de l'électricité, la baisse du chiffre d'affaires d'Edison est limitée à 84 millions d'euros (-1,4 %) et à 117 millions d'euros en organique (-1,9 %).

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires est en hausse de 13 % 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.

A l'inverse, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires a été pénalisé par un fort effet climat négatif, 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 bonne progression sur le semestre.

3.1.2.4. Autre International

Le segment **Autre International** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux Etats-Unis²⁰, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 863 millions d'euros au premier semestre 2014, en recul de 473 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013, soit -14,2 %. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en baisse organique de 12,7 % par rapport au premier semestre 2013.

Cette diminution provient pour l'essentiel de la **Belgique**, où la baisse du chiffre d'affaires s'explique principalement par des volumes vendus moindres en lien avec un climat plus doux sur le premier semestre 2014, de la **Pologne**, où le recul est lié à des prix de marché plus bas, et de la **Hongrie**, où le chiffre d'affaire est pénalisé par un contexte réglementaire défavorable sur le tarif des activités régulées et par des prix de marché en baisse.

Le chiffre d'affaires augmente en revanche au **Brésil**, en lien avec des ventes d'électricité sur le marché spot à des prix exceptionnellement élevés, du fait notamment d'une hydraulité particulièrement faible sur la période.

²⁰ En application des normes IFRS 10 et IFRS 11, CENG reste consolidé par mise en équivalence.

3.1.2.5. Autres activités

Les **Autres activités**²¹ regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Electricité de Strasbourg.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 1 451 millions d'euros au premier semestre 2014, en baisse de 89 millions d'euros, soit -5,8 % par rapport au premier semestre 2013 et -3,1 % en organique.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en croissance organique de 7,4 % par rapport au premier semestre 2013. Cette progression résulte essentiellement du développement de l'activité Production en raison principalement de l'augmentation des capacités en exploitation (5,0 GW au 30 juin 2014 contre 4,6 GW au 30 juin 2013).

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**²² est en baisse organique de 28 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013, soit -6,1 %. Cette évolution s'explique par une dégradation de la marge de *trading* en Europe en lien avec une faible volatilité des prix de marché, compensée en partie par une bonne performance sur le marché américain du fait de prix de marché élevés.

²¹ En application des normes IFRS 10 et IFRS 11, les entités du groupe Dalkia sont désormais consolidées par mise en équivalence.

²² Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de *trading*.

3.2. EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)

Un EBE en hausse de 3,1 % dont +2,8 % en organique.

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	36 125	37 552	(1 427)	-3,8	-4,2
Achats de combustible et d'énergie	(18 293)	(19 877)	1 584	-8,0	-8,4
Autres consommations externes	(3 676)	(3 685)	9	-0,2	-0,6
Charges de personnel	(5 644)	(5 677)	33	-0,6	-0,9
Impôts et taxes	(1 833)	(1 760)	(73)	+4,1	+4,1
Autres produits et charges opérationnels	2 929	2 763	166	+6,0	+6,1
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 608	9 316	292	+3,1	+2,8

3.2.1. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE GROUPE

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 9 608 millions d'euros au premier semestre 2014, en hausse de 3,1 % par rapport au premier semestre 2013 et en croissance organique de 2,8 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 18 293 millions d'euros au premier semestre 2014, en diminution de 1 584 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013 (-8,0 %) et en recul organique de 8,4 %. Cette baisse est globalement corrélée à la baisse des volumes vendus.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 3 676 millions d'euros, montant stable par rapport au premier semestre 2013 (-9 millions d'euros, soit -0,2 %).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 5 644 millions d'euros, en diminution de 33 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013, soit -0,6 % (-0,9 % en organique). Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel sont en amélioration organique de 74 millions d'euros (-1,6 %), effet de la baisse des charges de retraites (notamment effet de la réforme des retraites de 2013) partiellement compensée par l'augmentation des effectifs (dans les domaines de la production, de l'ingénierie et de la distribution). Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 15 millions d'euros des charges de personnel s'explique essentiellement par l'inflation.

Les **impôts et taxes** s'établissent à 1 833 millions d'euros au premier semestre 2014, en augmentation de 73 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013, soit +4,1 % (croissance identique en organique).

Les **autres produits et charges opérationnels** dégagent un produit net de 2 929 millions d'euros au premier semestre 2014, en hausse de 6,0 % par rapport au premier semestre 2013 (+6,1 % en organique). En **France**, les autres produits et charges opérationnels augmentent de 366 millions d'euros en organique, principalement du fait de la hausse de la CSPE pour 457 millions d'euros. L'**Italie** enregistre une baisse organique pour 257 millions d'euros du fait notamment de produits enregistrés en 2013 sans équivalent en 2014, correspondant à la part relative aux exercices antérieurs des renégociations des contrats d'approvisionnement à long terme de gaz. Sur le segment **Autres activités**, la hausse de la contribution des autres produits et charges opérationnels par rapport au premier semestre 2013 est principalement due à EDF Énergies Nouvelles, grâce à un calendrier soutenu de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés sur le premier semestre en 2014.

3.2.2. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE PAR SEGMENT

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France	6 856	6 473	383	+5,9	+5,9
Royaume-Uni	1 174	1 031	143	+13,9	+9,3
Italie	456	654	(198)	-30,3	-31,2
Autre International	298	377	(79)	-21,0	-17,8
Autres activités	824	781	43	+5,5	+6,8
Total hors France	2 752	2 843	(91)	-3,2	-4,3
EBE Groupe	9 608	9 316	292	+3,1	+2,8

3.2.2.1. France

Evolution de l'EBE du segment France

La contribution du segment France à l'EBE du Groupe s'élève à 6 856 millions d'euros, en augmentation organique de 5,9 % par rapport au premier semestre 2013. Cette contribution représente 71,4 % de l'EBE du Groupe au premier semestre 2014, contre 69,5 % pour le premier semestre 2013.

Ventilation de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	6 856	6 473	383	+5,9
Activités non régulées	4 425	4 284	141	+3,3
Activités de réseaux	2 085	2 025	60	+3,0
Activités insulaires	346	164	182	+111,0

L'EBE des activités **non régulées** est en croissance de +3,3 %. Cette évolution s'explique notamment par les hausses tarifaires du 1^{er} août 2013, qui sont partiellement compensées par l'impact défavorable du climat et la baisse de production hydraulique, l'année 2013 ayant été marquée par une hydraulité exceptionnelle.

L'EBE des **activités de réseaux** est en croissance de 3,0 %, en raison principalement des hausses de tarifs et d'une baisse des charges d'exploitation, pour partie compensées par l'impact du climat plus doux par rapport au premier semestre 2013.

L'EBE des activités **insulaires** progresse de 182 millions d'euros, en raison notamment des mises en service de nouvelles centrales par la filiale EDF PEI, ainsi que de l'indexation du TURPE.

3.2.2.2. Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 174 millions d'euros au premier semestre 2014, en augmentation de 13,9 % et en variation organique de +9,3 % par rapport au premier semestre 2013.

L'EBE bénéficie de la hausse de la production nucléaire de 2,0 TWh à 30,9 TWh (+6,9 %) grâce à une bonne performance opérationnelle et en lien avec un programme annuel d'arrêts planifiés moins dense sur le premier semestre qu'en 2013. L'ambition du Groupe est de réitérer la performance de 2013 en termes de volume annuel

produit. L'EBE est par ailleurs soutenu par une hausse de la part de marché d'EDF Energy, avec une augmentation de 175 000 comptes clients à fin juin 2014 par rapport à fin juin 2013, portant le portefeuille de comptes clients à 5,6 millions et compensant en partie des volumes de ventes de gaz en baisse sous l'effet d'un climat moins favorable.

3.2.2.3. Italie

La contribution du segment Italie à l'EBE du Groupe s'élève à 456 millions d'euros, en recul de 198 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013. Ce recul concerne essentiellement Edison, dont la contribution à l'EBE du Groupe s'établit à 419 millions d'euros au premier semestre 2014 contre 612 millions d'euros au premier semestre 2013, en retrait organique de 197 millions d'euros. Hormis l'effet rétroactif constaté au premier semestre 2013 des renégociations de contrats d'approvisionnement long terme algérien et qatari, sans équivalent au premier semestre 2014, l'EBE du segment est en hausse organique de 30,4 %.

L'EBE des activités hydrocarbures s'établit ainsi en retrait de 249 millions d'euros. Les résultats opérationnels dans le secteur gaz sont en amélioration, malgré un marché en forte contraction du fait des températures douces sur la période. Les activités d'exploration-production contribuent de façon significative à l'EBE d'Edison dont elles représentent plus de la moitié sur le semestre.

L'EBE de l'activité électricité est stable et bénéficie comme au premier semestre 2013 d'une hydraulité favorable et de l'utilisation du potentiel de flexibilité des centrales pour les activités de management de l'énergie.

L'aboutissement du processus du deuxième cycle de négociation concernant les contrats gaz russe et libyen est attendu pour 2014/2015.

3.2.2.4. Autre International

L'EBE du segment **Autre International** est en baisse de 79 millions d'euros, soit -21,0 % et en diminution organique de 17,8 %.

L'EBE de la **Belgique** est en recul organique de 59 millions d'euros, notamment pénalisé par des volumes en baisse du fait d'un effet climat défavorable et par la baisse des marges électricité. Néanmoins, contrairement au premier semestre 2013, lors duquel les centrales de Doel 3 et Tihange 2 avaient été à l'arrêt sur toute la période, l'EBE d'EDF Luminus a bénéficié de la production nucléaire de ces centrales sur le premier trimestre. Ces dernières ont été de nouveau mises à l'arrêt à partir de la fin du premier trimestre 2014 (voir § 2.2.4.3).

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 39 millions d'euros, en raison d'une contraction des marges liée principalement à l'évolution défavorable des *dark spreads* sur la période.

Le **Brésil** réalise une croissance organique de 19 millions d'euros de son EBE, du fait notamment d'une amélioration des marges électricité grâce à des conditions de marché favorables.

3.2.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 824 millions d'euros, en augmentation de 43 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013 et en évolution organique de +6,8 %.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 340 millions d'euros au premier semestre 2014. La progression organique de 25,4 % par rapport au premier semestre 2013 est tirée par une activité Développement-Vente d'Actifs Structurés soutenue au premier semestre 2014, avec près de 400 MW bruts vendus sur la période.

L'EBE d'**EDF Trading** est en recul de 10 millions d'euros (-3,0 % en variation organique) par rapport au premier semestre 2013. Cette variation s'explique par l'évolution de la marge de *trading* (voir § 3.1.2.5).

3.3. RESULTAT D'EXPLOITATION

Un résultat d'exploitation en augmentation de 4,3 %.

(En millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 608	9 316	292	+3,1
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	122	(1)	123	n.a.
Dotations aux amortissements	(3 753)	(3 391)	(362)	+10,7
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(86)	(126)	40	-31,7
(Pertes de valeur) / reprises	(19)	(129)	110	-85,3
Autres produits et charges d'exploitation	3	(22)	25	-113,6
Résultat d'exploitation	5 875	5 647	228	+4,0

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 5 875 millions d'euros au premier semestre 2014, en augmentation de 4,0 % par rapport au premier semestre 2013. Ceci s'explique par la croissance de l'EBE, par l'évolution favorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières (hors activités de *trading*), et par les moindres pertes de valeur enregistrées au premier semestre 2014 comparées au premier semestre 2013. La hausse des dotations aux amortissements, notamment en France, vient en partie compenser ces effets favorables.

3.3.1.VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ÉNERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE *TRADING*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de -1 million d'euros au premier semestre 2013 à +122 millions d'euros au premier semestre 2014. Les évolutions favorables sont localisées principalement sur l'**Italie**, où elles concernent des couvertures économiques du portefeuille industriel gaz, avec sur le semestre une forte baisse des *forwards* sur les marchés européens du gaz.

3.3.2.DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations aux amortissements augmentent de 10,7 % par rapport au premier semestre 2013.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 296 millions d'euros, notamment expliquée par les investissements sur le parc de production (maintenance nucléaire et dans une moindre mesure mise en service progressive des nouvelles centrales d'EDF PEI) et sur les actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 62 millions d'euros (47 millions d'euros en organique) est essentiellement liée à la mise en service de la centrale à Cycles Combinés Gaz (CCG) de West Burton B à partir du deuxième trimestre 2013.

3.3.3.DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

La diminution de 40 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2014 par rapport au premier semestre 2013 est principalement attribuable à ERDF.

3.3.4. PERTES DE VALEUR / REPRISES

Au premier semestre 2014, le total des pertes de valeur s'élève à 19 millions d'euros, en fort recul par rapport au premier semestre 2013, pour lequel les pertes de valeurs concernaient principalement la **Belgique** pour 104 millions d'euros, sur une centrale de production thermique à gaz d'EDF Luminus.

3.3.5. AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Au premier semestre 2014 comme au premier semestre 2013, les autres produits et charges d'exploitation ne sont pas significatifs.

3.4. RESULTAT FINANCIER

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 173)	(1 107)	(66)	+6,0
Effets de l'actualisation	(1 495)	(1 456)	(39)	+2,7
Autres produits et charges financiers	1 381	971	410	+42,2
Résultat financier	(1 287)	(1 592)	305	-19,2

Le résultat financier correspond à une charge de 1 287 millions d'euros au premier semestre 2014, en amélioration de 305 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013. Cette évolution s'explique par :

- une augmentation des charges d'intérêt de 6,0 % en lien avec l'augmentation de la dette brute ;
- une augmentation des charges d'actualisation de 39 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 410 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en lien notamment avec l'augmentation des plus values de cession d'actifs dédiés.

3.5. IMPOTS SUR LES RESULTATS

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 558 millions d'euros au premier semestre 2014, correspondant à un taux effectif d'impôt de 34,0 % (charge de 1 486 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 36,6 % au premier semestre 2013). Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2014 au résultat avant impôt du premier semestre 2014.

La baisse du taux effectif d'impôt sur le premier semestre 2014 par rapport au premier semestre 2013 s'explique en particulier par la déduction des rémunérations versées sur le premier semestre 2014 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (sans équivalent sur le premier semestre 2013).

3.6. QUOTE-PART DE RESULTAT NET DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIEES

Le Groupe enregistre un produit de 209 millions d'euros au premier semestre 2014, en diminution de 182 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013, notamment en raison de l'enregistrement d'une perte de valeur de 83 millions d'euros sur la participation dans la coentreprise Estag, de la baisse du résultat de RTE liée au climat doux du début d'année 2014 par rapport à 2013 et d'un effet périmètre lié à la cession de SSE en novembre 2013.

3.7. RESULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTROLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle²³ s'élève à 122 millions d'euros au premier semestre 2014, en hausse de 39 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013. Cette variation s'explique essentiellement par l'évolution favorable du résultat net d'EDF Luminus et du résultat de l'activité de production nucléaire au Royaume-Uni (détenue en partie par Centrica).

3.8. RESULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 117 millions d'euros au premier semestre 2014, en hausse de 8,3 % par rapport au premier semestre 2013.

3.9. RESULTAT NET COURANT

Le résultat net courant²⁴ s'établit à 3 153 millions d'euros au premier semestre 2014, en augmentation de 85 millions d'euros, soit +2,8 % par rapport au premier semestre 2013.

²³ Anciennement libellé Intérêts minoritaires.

²⁴ Résultat net hors éléments non récurrents et hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nets d'impôts.

Éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nets d'impôts :

- -104 millions d'euros pour divers risques et dépréciations au premier semestre 2014, contre -188 millions d'euros au premier semestre 2013.
- +68 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nettes d'impôt au premier semestre 2014, contre -3 millions d'euros au premier semestre 2013.

4. ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE 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.

En 2013, le Groupe a modifié son analyse de l'évolution de l'endettement financier net. Dans le cadre de ses opérations, le Groupe effectue à la fois des investissements et des cessions portant sur des immobilisations corporelles et incorporelles et des titres. L'ensemble de ces transactions forme un tout géré globalement, dont l'impact sur la dette constitue les « investissements nets hors opérations stratégiques ». En outre, les opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe ainsi que les investissements relatifs à Linky sont identifiés en « investissements nets sur opérations stratégiques ». Par ailleurs, les dotations et retraits sur actifs dédiés constituent une composante importante de l'évolution de l'endettement financier net. Ils ont donc été isolés et sont analysés spécifiquement. Le nouveau format d'analyse fait donc apparaître un solde intermédiaire appelé « cash flow avant dividendes » qui tient compte des investissements nets ainsi que des dotations et retraits sur actifs dédiés.

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

	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<i>(En millions d'euros)</i>				
Excédent brut d'exploitation	9 608	9 316	292	+3,1
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 048)	(31)	(1 017)	
Frais financiers nets décaissés	(859)	(954)	95	
Impôt sur le résultat payé	(1 264)	(965)	(299)	
Autres éléments dont dividendes reçus des coentreprises et des entreprises associées	631	340	291	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	7 068	7 706	(638)	-8,3
Variation du besoin en fonds de roulement net	(829)	(2 727)	1 898	
Investissements nets hors opérations stratégiques ⁽²⁾	(5 615)	(6 332)	717	
Cash flow après investissements nets (hors opérations stratégiques) et variation de BFR net	624	(1 353)	1 977	
Investissements nets sur opérations stratégiques ⁽³⁾	(27)	179	(206)	
Actifs dédiés	110	2 376	(2 266)	
Cash flow avant dividendes⁽⁴⁾	707	1 202	(495)	
Dividendes versés en numéraire	(1 584)	(184)	(1 400)	
Cash flow après dividendes	(877)	1 018	(1 895)	
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	3 970	6 125	(2 155)	
Autres variations monétaires	(14)	(102)	88	
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	3 079	7 041	(3 962)	
Effet de la variation de change	(310)	371	(681)	
Autres variations non monétaires	49	270	(221)	
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	2 818	7 682	(4 864)	
Endettement financier net ouverture	33 433	39 552		
Endettement financier net clôture	30 615	31 870		

Les notes de ce tableau sont explicitées page suivante.

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

⁽²⁾ Les investissements nets hors opérations stratégiques correspondent aux investissements opérationnels (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, les prêts et créances financières relatifs à des investissements 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 et retraits sur actifs dédiés.

4.1. CASH FLOW OPERATIONNEL

Le cash flow opérationnel s'établit à 7 068 millions d'euros sur le premier semestre 2014 contre 7 706 millions d'euros sur le premier semestre 2013, soit une diminution de 638 millions d'euros (ou -8,3 %).

Cette variation s'explique principalement par l'élimination d'éléments non monétaires ayant un impact favorable sur l'EBE. Sont principalement concernés des reprises de provisions supérieures au premier semestre 2014 par rapport à la même période en 2013 (notamment sur les droits d'émission de CO₂ qui sont sans équivalent en 2013) et une variation de juste valeur sur instruments financiers relative à l'activité de *trading* favorable en 2014 lorsqu'elle avait été défavorable en 2013. Cette variation s'explique également par l'augmentation de l'impôt sur le résultat payé (-299 millions d'euros) principalement en raison de l'augmentation des acomptes d'impôts versés en lien avec celle des résultats taxables en France. Ces effets sont partiellement compensés par le dividende exceptionnel reçu de CENG (+290 millions d'euros) sur le premier semestre 2014.

4.2. VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) a connu une variation de -829 millions d'euros sur le premier semestre 2014. Cette variation s'explique principalement par :

- une hausse des stocks pour -301 millions d'euros essentiellement ciblée sur les stocks d'uranium en France et au Royaume-Uni ;
- une baisse des créances clients pour +1 768 millions d'euros, notamment en France compte tenu de la saisonnalité et du climat particulièrement doux constaté sur le premier semestre 2014 ;
- une baisse des dettes fournisseurs pour -1 540 millions d'euros. Cette baisse est essentiellement localisée en France, et est la conséquence de volumes d'achats plus importants sur le dernier trimestre de l'année 2013 à la fois pour la maintenance et les travaux sur le parc de production, mais aussi pour les redevances d'accès au réseau de transport et les achats de pertes ;
- une variation de -949 millions d'euros des autres créances et dettes incluses dans le BFR, due principalement à des dettes fiscales et sociales plus faibles à fin juin en France en raison du calendrier de règlements de ces dettes ;
- une variation du BFR de l'activité d'optimisation-trading de +192 millions d'euros qui s'explique principalement par une baisse des stocks de gaz aux Etats-Unis en raison d'un hiver froid et par l'optimisation des stocks de charbon en Europe.

Par rapport au premier semestre 2013, l'écart de variation de BFR (+1 898 millions d'euros) s'explique par les volumes liés au climat sur la France, le premier semestre 2013 ayant été marqué par des températures très froides alors que le premier semestre 2014 a connu une douceur atypique, et par les renégociations de contrats d'approvisionnement en gaz par Edison en 2013 qui n'étaient pas encore encaissées à fin juin et qui sont sans équivalent en 2014.

4.3. INVESTISSEMENTS NETS HORS OPERATIONS STRATEGIQUES

Les investissements nets hors opérations stratégiques s'élèvent à 5 615 millions d'euros à fin juin 2014, contre 6 332 millions d'euros à fin juin 2013 soit une diminution de 717 millions d'euros (-11,3 %) et se décomposent ainsi :

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2014	1 ^{er} semestre 2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	2 820	2 673	147	+5,5
Activités de réseaux (hors Linky)	1 384	1 532	(148)	-9,7
Activités insulaires	208	194	14	+7,2
France	4 412	4 399	13	+0,3
Royaume-Uni	677	667	10	+1,5
Italie	144	147	(3)	-2,0
Autre International	276	230	46	+20,0
International	1 097	1 044	53	+5,1
Autres activités	106	889	(783)	-88,1
Investissements nets hors opérations stratégiques	5 615	6 332	(717)	-11,3

L'augmentation des investissements nets en France est de 13 millions d'euros, soit +0,3 %.

- Concernant les activités Production et Commercialisation (non régulées), la hausse des investissements nets (+147 millions d'euros) résulte principalement de décaissements sur le premier semestre 2014 liés aux investissements importants dans le parc nucléaire sur le second semestre 2013.
- Sur les activités de réseaux, la diminution des investissements nets (-148 millions d'euros) s'explique essentiellement par une diminution des raccordements clients et un démarrage plus lent qu'en 2013 des investissements pour améliorer la qualité de desserte et renforcer les réseaux.

Les investissements nets hors opérations stratégiques à l'International augmentent de 53 millions d'euros, soit +5,1 %. Cette augmentation résulte principalement de l'achat des 10 % complémentaires de Norte Fluminense au Brésil et du développement de l'éolien en Belgique.

Sur le segment Autres Activités, la baisse est de 783 millions d'euros, soit -88,1 %. Cette variation est principalement due à une diminution des investissements nets hors opérations stratégiques chez EDF Énergies Nouvelles. Le fort volume des cessions d'actifs structurés sur le premier semestre a provisoirement plus que compensé les investissements opérationnels de la filiale sur la période.

4.4. INVESTISSEMENTS NETS SUR OPERATIONS STRATEGIQUES

Les investissements nets sur opérations stratégiques sont des opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe. Au premier semestre 2013, elles correspondaient principalement à la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni pour 196 millions d'euros. Au premier semestre 2014, aucun investissement net sur opérations stratégiques n'a été réalisé à l'exception des investissements sur Linky.

4.5. ACTIFS DEDIES

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 22 311 millions d'euros au 30 juin 2014.

Les flux sur actifs dédiés correspondent :

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

En 2013, le flux net de 2 376 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.

4.6. CASH FLOW AVANT DIVIDENDES

Le cash flow avant dividendes sur le premier semestre 2014 est positif de 707 millions d'euros (contre +1 202 millions d'euros à fin juin 2013) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 7 068 millions d'euros (cf. § 4.1)
- une consommation de BFR de -829 millions d'euros (cf. § 4.2)
- des investissements nets hors opérations stratégiques de -5 615 millions d'euros (cf. § 4.3)

L'écart de -495 millions d'euros par rapport à fin juin 2013 provient essentiellement du retrait exceptionnel d'actifs dédiés en 2013 sans équivalent en 2014 partiellement compensé par une évolution moins défavorable de la variation du BFR (cf. § 4.2).

4.7. DIVIDENDES VERSES EN NUMERAIRE

Les dividendes versés en numéraire (-1 584 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2013 pour 1 268 millions d'euros ;
- les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée en janvier 2014 au titre des émissions « hybrides » de 2013 (223 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (93 millions d'euros).

4.8. CASH FLOW APRES DIVIDENDES

Le cash flow après dividendes s'élève à -877 millions d'euros, en dégradation de 1 895 millions d'euros par rapport au premier semestre 2013. Cette diminution reflète l'évolution du cash flow avant dividendes mais aussi le paiement au premier semestre 2014 du solde du dividende, quand celui-ci avait été versé au second semestre en 2013.

4.9. EMISSION « 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.

4.10. EFFET CHANGE

L'effet change a un impact défavorable de -310 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au premier semestre 2014 et est principalement lié à l'appréciation de la livre sterling face à l'euro²⁵.

4.11. ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 30 615 millions d'euros au 30 juin 2014. Il était de 33 433 millions d'euros au 31 décembre 2013. Cette diminution de 2 818 millions d'euros s'explique principalement par l'émission « hybride » réalisée en janvier 2014 (3 970 millions d'euros) partiellement compensée par un cash flow après dividendes négatif (-877 millions d'euros – cf. § 4.8).

4.12. RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2014	31 déc. 2013 retraité	31 déc. 2012 proforma ⁽¹⁾
Endettement financier net / EBE	1,9 ⁽²⁾	2,1	2,4 ⁽³⁾
Endettement financier net / (Endettement financier net + capitaux propres) ⁽⁴⁾	40 %	46 %	56 %

⁽¹⁾ Les ratios 2012 proforma 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 au 30 juin 2014 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2013 et du premier semestre 2014, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle et retraités suite à l'application des normes IFRS 10 et 11 au 31 décembre 2013 et de la norme IAS 19 révisée au 31 décembre 2012.

²⁵ Appréciation de 4,1 % de la livre sterling face à l'euro : 1,248 €/£ au 30 juin 2014 ; 1,199 €/£ au 31 décembre 2013

5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES

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, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la salle des marchés.

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

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

5.1. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES FINANCIERS

5.1.1. POSITION DE LIQUIDITE ET GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITE

5.1.1.1. Position de liquidité

Au 30 juin 2014, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 24 051 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 574 millions d'euros.

5.1.1.2. Gestion du risque de liquidité

Au cours du premier semestre 2014, EDF SA a procédé à de nouvelles émissions obligataires.

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

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

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

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

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.

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

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant de 3 946 millions d'euros (net des coûts de transaction).

La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 12,4 ans au 30 juin 2014 contre 8,9 ans au 31 décembre 2013 ; celle d'EDF SA à 13,6 ans contre 9,9 ans au 31 décembre 2013.

Le crédit syndiqué et les lignes bilatérales à la disposition d'EDF SA n'ont fait l'objet d'aucun tirage durant le premier semestre 2014.

Les filiales contrôlées par EDF sont gérées conformément au Guide de Financement et de Trésorerie d'EDF. Leur trésorerie est intégrée au *cash pooling* du Groupe. Elles peuvent bénéficier d'une ligne de crédit *stand-by* avec la maison mère EDF SA pour couvrir leur besoin de liquidité intra-annuel. Elles peuvent également bénéficier de crédits long terme d'EDF IG pour le financement de leurs investissements.

Enfin, au 30 juin 2014, Edison bénéficie de lignes de crédit du groupe EDF pouvant être sollicitées en cas de difficultés de liquidités et a souscrit en 2013 une ligne de crédit avec un *pool* de banques de 600 millions d'euros (maturité comprise entre 1 et 5 ans) qui n'a pas fait l'objet de tirage.

5.1.2. NOTATION FINANCIERE

Au 30 juin 2014, les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
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

5.1.3. GESTION DU RISQUE DE CHANGE

La dette brute du Groupe au 30 juin 2014 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 70 % en euros, 6 % en dollars américains et 20 % en livres sterling. Le solde, s'élevant à 3 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le dollar canadien, le real brésilien et le yen japonais.

Structure de la dette brute, en devises avant et après couverture

30 juin 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	32 545	6 817	39 363	70
USD	11 496	(7 977)	3 519	6
GBP	9 967	1 286	11 253	20
Autres devises	1 951	(126)	1 824	3
TOTAL DES EMPRUNTS	55 959		55 959	100 %

⁽¹⁾ Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2014.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 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	39 363	-	39 363
USD	3 519	352	3 871
GBP	11 253	1 125	12 378
Autres devises	1 824	182	2 006
TOTAL DES EMPRUNTS	55 959	1 659	57 618

Le tableau ci-dessous présente la position de change au 30 juin 2014 après gestion liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe.

Position des actifs nets

(En millions de devises)	Position nette après gestion (Actif) au 30 juin 2014 ⁽¹⁾	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2013
USD	1 234	333
CHF (Suisse)	410	648
HUF (Hongrie)	46 120	33 028
PLN (Pologne)	1 556	1 020
GBP (Royaume-Uni)	6 476	4 547
BRL (Brésil)	786	717
CNY (Chine)	7 098	7 019

⁽¹⁾ Les positions des actifs nets sont celles obtenues à fin mars 2014 (informations à fin juin 2014 non disponibles à la date de publication du présent rapport financier semestriel).

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 31 mars 2014, 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 au 30 juin 2014.

5.1.4. GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTERET

Au 30 juin 2014, la dette du Groupe après prise en compte des instruments de couverture se répartit en 64,4 % à taux fixe et 35,6 % à taux variable contre 75,8 % à taux fixe et 24,2 % à taux variable à fin décembre 2013.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières, au 30 juin 2014, d'environ 199 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable après couverture.

Le coût moyen de la dette du Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,51 % au 30 juin 2014 contre 3,8 % au 31 décembre 2013.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % des taux d'intérêt au 30 juin 2014.

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

30 juin 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
A taux fixe	50 636	(14 616)	36 020	-
A taux variable	5 323	14 616	19 939	199
TOTAL DES EMPRUNTS	55 959	-	55 959	199

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 relatif à la couverture des engagements nucléaires d'EDF est présentée ci-après dans la section 5.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,4 % en actions à fin mai 2014, soit un montant actions de 2,7 milliards d'euros²⁶.

Au 30 juin 2014, les deux fonds de pension mis en place par EDF Energy (*EEGSG : EDF Energy Generation & Supply Group* et *EEPS : EDF Energy Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 45,2 % en actions, ce qui représente un montant actions de 460 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2014, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33,5 % en actions, soit un montant de 1 517 millions de livres sterling.

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 30 juin 2014 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 30 juin 2014, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 132,9 millions d'euros. La volatilité est estimée à 41,49 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

²⁶ Données non disponibles au 30/06/2014.

5.1.6. GESTION DU RISQUE FINANCIER SUR LE PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Au 30 juin 2014, la valeur globale du portefeuille s'élève à 22 311 millions d'euros contre 21 737 millions d'euros au 31 décembre 2013. Sa composition est la suivante :

	Au 30 juin 2014	Au 31 décembre 2013
Sous-portefeuille actions	37,8 %	36,4 %
Sous-portefeuille obligataire	24,2 %	23,7 %
Sous-portefeuille trésorerie	2,2 %	3,7 %
CSPE après couverture	22,8 %	23,2 %
Actifs réels (EDF Invest)	13,0 %	13,0 %
TOTAL	100 %	100 %

Le tableau ci-après présente la performance par sous-portefeuille au 30 juin 2014 et au 31 décembre 2013 :

	Valeur boursière ou de réalisation	Performance au 30/06/2014		Valeur boursière ou de réalisation	Performance au 31/12/2013	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽²⁾
<i>(En millions d'euros)</i>						
Sous-portefeuille Actions	8 438	5,0 %	6,2 %	7 918	21,1 %	20,5 %
Sous-portefeuille Taux	5 396	5,5 %	6,1 %	5 147	1,0 %	2,2 %
Total portefeuille financier	13 834	5,2 %	6,2 %	13 065	11,6 %	10,9 %
Sous-portefeuille Trésorerie	488	0,5 %	0,1 %	790	0,7 %	0,1 %
Total portefeuille financier et trésorerie	14 322	5,0 %	6,2 %	13 855	11,1 %	10,9 %
CSPE après couverture	5 095	0,9 %		5 049	1,4 %	
Actifs réels (EDF Invest) ⁽³⁾	2 894	5,6 %		2 833	11,1 %	
Total Actifs Dédiés	22 311	4,1 %		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⁾ Pour les actifs réels, la performance est calculée uniquement sur les actifs présents en portefeuille en début de semestre.

Le premier semestre 2014 a été riche en événements macroéconomiques. Tout d'abord la croissance américaine a été très fortement impactée par les conditions climatiques exceptionnellement froides pendant l'hiver. En conséquence, alors que les attentes étaient d'une croissance proche de 2,5 %, celle-ci s'est affichée à -2 %. Après une période d'incertitude quant à la pérennité de la croissance inhérente à la publication de chiffres médiocres, tous les indicateurs publiés au 2^{ème} trimestre ont été rassurants. Dans ce contexte, la banque centrale américaine est confortée dans sa volonté de réduire progressivement les stimuli monétaires en mettant en place un processus de *tapering* (réduction des achats de titres). En Chine, après une période de forte inquiétude sur les risques d'atterrissage brutal de l'économie, les PMI (*Purchasing Managers Index*), indices des directeurs d'achats publiés ces derniers mois, laissent penser que la situation se stabilise, voire que la croissance retrouve un certain dynamisme.

Dans la zone euro en revanche, la reprise de l'économie reste très modérée. Elle semble même se tasser, la France étant le pays le plus impacté avec des PMI qui rechutent significativement en dessous de 50. De plus, l'inflation reste très faible, et si on ne peut parler de déflation, les dernières publications à 0,5 % en rythme annuel ont attiré l'attention de la BCE. Dans ce contexte, la BCE a continué d'assouplir sa politique monétaire : adoption d'un taux de refinancement négatif (-0,10 %), lancement d'un nouveau LTRO²⁷ ciblé sur le financement de l'économie réelle (TLTRO²⁸), fin de la stérilisation des obligations achetées au titre du SMP²⁹, étude de la faisabilité de l'achat d'ABS³⁰.

Au global, les marchés ont été très porteurs sur cette période. Les marchés actions mondiaux ont été en hausse de 6,20 %, ce qui était conforme aux prévisions de nombreux analystes. En revanche, la progression de l'indice obligataire européen de 6,12 % a été plus surprenante. Les taux ont très fortement baissé en zone euro, que ce soit pour les pays cœur comme pour les pays périphériques : -0,70 % en Allemagne, -0,85 % en France, -1,30 % en Italie et -1,50 % en Espagne (taux à 10 ans).

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier est très positive à +5,2 %. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de +6,2 %. L'écart s'explique pour moitié par la performance inférieure à leur indice de référence des gérants de la poche actions. Depuis le début de l'année, les gérants ont globalement sous-performé leur benchmark, en particulier en avril et en mai du fait d'une rotation sectorielle très rapide. L'autre moitié s'explique par les choix d'allocation : maintien d'une sous-sensibilité obligataire tant sur les pays cœur que sur les pays périphériques et sous-pondération des poches actions Pacifique et Emergents.

Par ailleurs, 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 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.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » s'élève à 8 438 millions d'euros au 30 juin 2014. 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'établit à fin juin 2014 à 9,0 % sur la base de 52 performances hebdomadaires. 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 760 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin juin 2014, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (5 396 millions d'euros) s'établit à 5,18, 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 280 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,70 à fin décembre 2013.

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. Cette politique décrit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. La politique prévoit, notamment, la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions sur les activités de marchés financiers et énergies et prévoyait à l'origine l'élaboration d'une consolidation semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

²⁷ Long Term Refinancing Operations

²⁸ Targeted Long Term Refinancing Operations

²⁹ Securities Market Program

³⁰ Asset-backed securities

Depuis 2008, le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie. De plus, les méthodologies de calcul des risques ont été révisées en juin 2013³¹ afin qu'ils reflètent au mieux les pertes pouvant être subies par le Groupe. Cette évolution entraîne notamment une baisse importante des expositions liées à l'activité Assurances.

Le tableau ci-après détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. A fin mars 2014, les expositions du Groupe sont à 88 % sur des contreparties de classe *Investment Grade*, en hausse de 2 % par rapport au semestre précédent, notamment en raison de l'augmentation de trésorerie qui est placée sur des actifs peu risqués.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2014	3 %	18 %	41 %	26 %	1 %	1 %	0 %	10 %	100 %
au 30/09/2013	6 %	20 %	39 %	21 %	3 %	0 %	1 %	10 %	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 % ³²	8 %	78 %	10 %	100 %
au 30/09/2013	4 %	0 % ³²	10 %	72 %	14 %	100 %

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

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. 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 maintenu une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie et l'Espagne (pas d'expositions Portugal, Grèce, Chypre, etc.) pour des échéances maximales de 3 ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *Investment Grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

³¹ Concernant l'activité Assurances, l'exposition intègre désormais les créances existantes et la prime annuelle du contrat (et non plus la valeur des biens assurés), car la prime reflète l'estimation par l'assureur de l'espérance de sinistres.

³² Respectivement 0,61 % et 0,47 % à fin septembre 2013 et fin mars 2014.

5.2. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES ÉNERGIES

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2013.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 9.5.2 du document de référence 2013 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2013.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance. Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe sont appliqués pour CENG sur la part de l'énergie revenant à EDF. Concernant Edison, entité dont EDF assure depuis 2012 le contrôle opérationnel, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies a débuté en 2012 avec la consolidation des positions d'Edison dans le profil des risques du Groupe.

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*.

En 2013, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 45 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 225 millions d'euros. Dans l'année 2013 les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 25 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2014.

7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2014

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2013.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 4.2 du document de référence 2013.

Cette présentation des principaux risques reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des risques et incertitudes majeurs du second semestre 2014, et le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans la section 20.5 du document de référence 2013. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2013.

8.1. PROCEDURES CONCERNANT EDF

Solaire Direct

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi l'Autorité de la concurrence (ADLC) d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires concernant l'activité du groupe EDF sur le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie, soutenant que le Groupe cherchait ainsi à freiner l'entrée de nouveaux entrants sur ce marché.

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reproche à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment, marque Bleu Ciel®, marque et logo EDF, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque. EDF a fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris.

En parallèle, à la suite de la décision de l'ADLC, le 13 mai 2014, la société Solaire Direct a assigné EDF SA, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris en vue d'obtenir réparation du prétendu dommage subi du fait des pratiques anticoncurrentielles alléguées.

Vent de colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 19 décembre 2013, la Cour a jugé que « le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (...) constitue une intervention au moyen de ressources d'État ».

Le 28 mai 2014, le Conseil d'Etat a rendu sa décision au fond. Prenant acte de l'arrêt de la Cour, il a annulé les arrêtés du 17 novembre et 23 décembre 2008 au motif que ces arrêtés instituaient une aide d'Etat qui aurait dû être notifiée à la Commission européenne.

La Commission européenne a considéré, par une décision du 27 mars 2014, que les tarifs d'achat éolien français étaient compatibles avec les règles en matière d'aides d'Etat, suite à la notification rétroactive du régime de soutien à l'éolien terrestre par l'Etat français.

Suite à la décision du Conseil d'Etat, un nouvel arrêté fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne a été publié au Journal officiel du 1^{er} juillet 2014.

Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (« ICEDA »)

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'Etat, l'une par la société Roozen, qui exploite une installation horticole à proximité du site, et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret, requêtes toutes deux rejetées par le Conseil d'Etat par un arrêt du 1^{er} mars 2013.

Une troisième requête a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'Etat visant également à demander l'annulation du décret. Cette requête a été rejetée par le Conseil d'Etat par décision en date du 24 mars 2014.

Par ailleurs, la société Roozen avait déposé une requête le 21 avril 2010 demandant l'annulation du permis de construire. Par jugement en date du 13 décembre 2011, le Tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation du permis de construire pour violation du plan local d'urbanisme de la commune (PLU). EDF a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Après confirmation de cette décision par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF a déposé un recours en cassation devant le Conseil d'Etat. Par une décision du 24 mars 2014, le Conseil d'Etat faisant droit à la requête d'EDF, a annulé l'arrêt attaqué et renvoyé l'affaire devant la Cour administrative d'appel de Lyon. La clôture d'instruction a été fixée au 30 juillet 2014.

Par ailleurs, en concertation avec les parties prenantes, la commune de Saint-Vulbas a procédé à une révision du PLU, et EDF a déposé une nouvelle demande de permis de construire, dont l'instruction est en cours.

La société Roozen a demandé en référé la suspension du PLU. Le juge des référés du Tribunal administratif de Lyon a, par ordonnance du 16 janvier 2013, rejeté cette demande pour défaut d'urgence.

Le 17 décembre 2012, la société Roozen a introduit un recours au fond contre le PLU révisé, de même que l'association SDN et la République et Canton de Genève les 3 et 5 avril 2013. Par décision en date du 22 avril 2014, le Tribunal administratif de Lyon a annulé la délibération approuvant la révision du PLU.

Le 21 août 2013, après clôture de l'enquête publique et avis favorable sans réserve de la commission d'enquête, le préfet de l'Ain a délivré un nouveau permis de construire.

Le 22 octobre 2013, la société Roozen a formé un recours contre le deuxième permis de construire délivré par le préfet de l'Ain. La République et Canton de Genève ainsi qu'une association de particuliers ont également introduit un recours contre ce permis de construire devant le Tribunal administratif de Lyon le 20 décembre 2013. Par trois jugements en date du 2 juillet 2014, tout en rejetant le recours de l'association, le Tribunal administratif a conclu à l'annulation du permis de construire pour absence de mise à jour d'un plan de coupe, considérant aussi « que le vice affectant le dossier de demande de permis peut être régularisé par un permis modificatif ».

8.2. PROCEDURES CONCERNANT ERDF

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité photovoltaïque ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'explique par le fait qu'à ce moment, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminait le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et, par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque.

Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. De nouvelles assignations ont également été reçues en 2013 et début 2014. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause.

Le Tribunal des Conflits a rendu un arrêt le 8 juillet 2013 donnant compétence aux juridictions de l'ordre judiciaire pour connaître des litiges entre ERDF et les producteurs relatifs aux retards dans la délivrance des propositions techniques et financières.

Sur le fond, la Cour d'appel de Montpellier a donné raison à ERDF dans neuf affaires, indiquant qu'ERDF n'était soumise qu'à une obligation de moyens s'agissant de la transmission d'une proposition technique et financière dans un délai de 3 mois.

La Cour d'appel de Versailles a, en revanche, condamné ERDF dans deux affaires en février 2014. ERDF a formé un pourvoi en cassation.

Recours contre la décision tarifaire TURPE 4

La société Direct Énergie a demandé, par un recours devant le Conseil d'État du 17 février 2014, l'annulation de la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (« délibération TURPE 4 »).

Dans son recours, Direct Énergie conteste notamment la méthode retenue par la CRE, dans la mesure où cette méthode serait en partie économique et, à ce titre, incompatible avec les dispositions françaises et européennes applicables ainsi qu'avec l'arrêt du Conseil d'État du 21 décembre 2012 sur le TURPE 3.

Saisine du CoRDIS par l'association UFC Que Choisir

Le 25 juin 2014, l'association UFC Que Choisir a saisi le Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) d'une demande tendant à faire cesser de prétendus « manquements de la société ERDF à ses obligations en matière d'indépendance ».

La CRE a notifié cette saisine le 15 juillet à ERDF en lui demandant de transmettre ses éléments en réponse.

8.3. PROCEDURES CONCERNANT LES AUTRES FILIALES DU GROUPE

Confirmation par la Cour constitutionnelle de la taxe sur le nucléaire en Belgique

La taxe nucléaire prélevée sur les exploitants et propriétaires d'installations de production d'électricité d'origine nucléaire en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, puis à 481 millions d'euros en 2013. EDF Luminus et EDF Belgium ont déposé un recours fin juin 2013 au titre de l'année 2012 et fin juin 2014 au titre de l'année 2013 contre cette taxe devant la Cour Constitutionnelle.

Le 17 juillet 2014, la Cour constitutionnelle belge a rejeté les recours introduit en 2013 par EDF Luminus et EDF Belgium contre la taxe nucléaire adoptée par le Parlement pour l'année 2012. Les deux entreprises, qui ont contribué au total à hauteur de 70 millions d'euros, étudient l'opportunité d'introduire des recours au niveau européen contre cette décision.

EDF Luminus et EDF Belgium maintiennent par ailleurs leurs recours introduit en juin 2014 contre la taxe nucléaire adoptée par le Parlement pour l'année 2013, compte tenu de l'aggravation de la situation sur les marchés de l'électricité. Les deux entreprises ont contribué au total à hauteur de 59 millions d'euros en 2013.

9. FAITS MARQUANTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits dans la note 26 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2014.

10. PERSPECTIVES FINANCIERES

Avec une performance industrielle et financière solide ainsi qu'une maîtrise des dépenses d'exploitation renforcée sur ce premier semestre, le groupe EDF confirme les objectifs financiers Groupe pour 2014 tels qu'annoncés le 13 février 2014, qui ne tiennent pas compte de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 :

- EBE Groupe hors Edison : croissance organique d'au moins 3 %
- Ratio d'endettement financier net / EBE : entre 2x et 2,5x
- Taux de distribution du résultat net courant post hybride³³ : 55% à 65%

L'objectif pour Edison est par ailleurs amélioré : EBE supérieur à 600 millions d'euros en 2014 avant effet des renégociations de contrats gaz.

Edison maintient par ailleurs son ambition d'un EBE récurrent de 1 milliard d'euros.

Pour 2014, EDF vise un montant d'investissements nets compris dans une fourchette de 13 à 13,5 milliards d'euros.

Le Groupe renouvelle également son ambition d'atteindre un cash-flow après dividendes hors Linky positif en 2018.

³³ Résultat Net Courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres