

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL
30 JUIN 2013

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 29 juillet 2013 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2013 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 9 (« 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 2012.

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 2013
3. COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2013
4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE 2013 (PERIODE DU 1^{ER} JANVIER AU 30 JUIN 2013)

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 29 juillet 2013
Henri Proglio
Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE
AU 30 JUIN 2013

SOUS-SOMMAIRE

1. CHIFFRES CLES.....	7
2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2013	9
3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2012 ET 2013	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 2013	49
8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	49
9. PERSPECTIVES FINANCIERES.....	54

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 2013 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 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe sont présentées en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2013.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2013 du groupe EDF.

Les données comparatives 2012 ont été retraitées pour intégrer le changement de méthode comptable lié à l'application à compter du 1^{er} janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée relative à l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel ainsi que du changement de présentation des activités Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS) d'EDF Energies Nouvelles. Elles sont présentées dans les différents tableaux du Rapport financier semestriel sous le libellé « 1^{er} semestre 2012 retraité ».

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2013 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport aux données retraitées du premier semestre 2012.

Extrait du compte de résultat consolidé

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation En valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	39 747	35 903	3 844	+10,7	+4,3
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 698	9 071	627	+6,9	+6,0
Résultat d'exploitation	5 788	5 598	190	+3,4	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 121	3 801	320	+8,4	
Résultat net part du Groupe	2 877	2 779	98	+3,5	
Résultat net courant ⁽¹⁾	3 068	2 956	112	+3,8	

(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 Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts (cf. § 3.9).

Cash flow opérationnel

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	7 910	6 586	1 324	+20,1

(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.

Informations relatives à l'endettement financier net

<i>(En millions d'euros)</i>	30/06/2013	31/12/2012 proforma ⁽¹⁾	31/12/2012 retraité	Variation en valeur ⁽²⁾	Variation en % ⁽²⁾
Endettement financier net	33 729	39 175	41 575	(7 846)	-18,9
Capitaux propres – part du Groupe	33 435	26 257	26 257	7 178	+27,3
Endettement financier net/EBE	2,0 ⁽³⁾	2,4 ⁽⁴⁾	2,6 ⁽⁴⁾		

(1) Le proforma 2012 est retraité de l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et du retrait de 2,4 milliards d'euros permettant 100% de couverture des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés.

(2) Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport au 31 décembre 2012 retraité.

(3) Le ratio au 30 juin 2013 est calculé sur la base de l'EBE cumulé du second semestre 2012 et du premier semestre 2013, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable.

(4) Les ratios 2012 EFN/EBE comprennent au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100% et le retraitement lié à l'application de la norme IAS19 révisée.

2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2013

2.1. ELEMENTS DE CONJONCTURE

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

Au cours du premier semestre 2013, les prix de l'énergie en France, en Allemagne et en Italie ont été en baisse par rapport à l'année 2012 en raison principalement de la nette diminution des prix du charbon et du CO₂.

Le recul des prix de l'électricité a toutefois été limité par une consommation en hausse en raison de l'effet climatique. En effet, les six premiers mois de l'année 2013 ont été marqués par des températures qui se sont établies systématiquement sous les normales en moyenne mensuelle et sous le niveau de l'année dernière, malgré la vague de froid de février 2012.

Les prix de l'électricité sont toutefois en hausse au Royaume-Uni, où la production d'électricité dépend fortement du gaz, dont le prix est en hausse par rapport au premier semestre 2012.

2.1.1.1. Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2013 en base (€/MWh)	43,8	60,6	60,6	37,4
Variation 2013/2012 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	-9,8%	+12,4%	-21,7%	-12,4%
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2013 en pointe (€/MWh)	55,3	68,9	68,6	47,7
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	-11,4%	+12,7%	-22,7%	-9,5%

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

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 43,8 €/MWh au premier semestre, en baisse de 4,8 €/MWh par rapport à l'année dernière, en raison de l'important repli des prix du CO₂ et du charbon ainsi que de la progression de la production hydraulique. Ce recul est faible par rapport au premier semestre 2012, pourtant marqué par des pics de prix en février, compte tenu des niveaux de consommation élevés tout au long de l'hiver 2013 liés aux températures qui se sont maintenues durablement sous les normales de saison. En mai et juin, la progression de la disponibilité nucléaire et hydraulique a entraîné des prix spot historiquement bas.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité progressent de plus de 12% par rapport au premier semestre 2012. Ils ont suivi l'évolution à la hausse des prix spot du gaz, avec notamment des pics de prix à plus de 100 €/MWh à la fin du mois de mars lorsque les prix du gaz dépassaient les 100 p/therm.

En **Italie**, les prix reculent de plus 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 reculent en moyenne de 5,3 €/MWh par rapport à 2012, en raison également de l'évolution des prix des combustibles. Cette baisse des prix est plus marquée qu'en France : la demande électrique en

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

Allemagne étant faiblement thermo-sensible, les températures sous les normales saisonnières n'ont pas soutenu les prix durant les premiers mois de l'année.

2.1.1.2. Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne²

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2013 en base (€/MWh)	43,9	61,1	63,6	40,6
Variation 2013/2012 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	-14,3%	+2,9%	-15,3%	-20,2%
Prix à terme en base au 12 juin 2013 (€/MWh)	41,9	60,4	60,6	37,5
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2013 en pointe (€/MWh)	56,9	69,8	70,8	51,0
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	-11,8%	+3,9%	-14,8%	-18,6%
Prix à terme en pointe au 12 juin 2013 (€/MWh)	55,8	69,3	67,9	47,8

Les contrats annuels en base européens sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2012, en raison principalement du recul des prix du charbon et du CO₂. Au Royaume-Uni, la hausse des prix du gaz et l'augmentation de la taxe carbone ont toutefois conduit à une hausse des prix.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 14% à celui constaté au premier semestre 2012. Cette diminution s'explique principalement par le recul des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ mais également par la forte baisse des prix des trimestres estivaux, en lien avec une anticipation par les acteurs d'une disponibilité nucléaire en hausse par rapport à l'été 2012.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril A+1 au 31 mars A+2, progresse de 2,9% dans le sillage des prix à terme du gaz. De plus, la taxe sur le CO₂ appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité progressera de 4,9 GBP/t à partir du 1^{er} avril 2014, ce qui entraîne à la hausse le prix de ce contrat.

En **Italie**, le contrat annuel en base diminue par rapport au premier semestre 2012, en raison de l'évolution des prix des combustibles et du CO₂ ainsi que de la détente observée actuellement sur le spot.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base diminue également par rapport au premier semestre 2012, en raison de l'évolution des prix des combustibles.

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 2013 s'est établi en moyenne à 4,3 €/t au cours du premier semestre 2013. Les prix ont reculé de plus de 40% par rapport au premier semestre 2012, où la tonne de CO₂ s'échangeait à 7,5 €.

A l'échelle européenne, le marché des droits d'émission de CO₂ reste globalement marqué par une offre excédentaire. Des discussions ont donc eu lieu au niveau de la Commission européenne afin de limiter l'offre. Au cours du premier semestre 2013, le prix des droits d'émission a évolué au gré des annonces concernant l'adoption possible d'un gel des droits d'émission de CO₂. Le 16 avril, le Parlement européen a voté contre cette proposition, provoquant une chute de prix de 1,7 €/t. Depuis, les négociations ont repris, ce qui a permis aux droits d'émission de

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

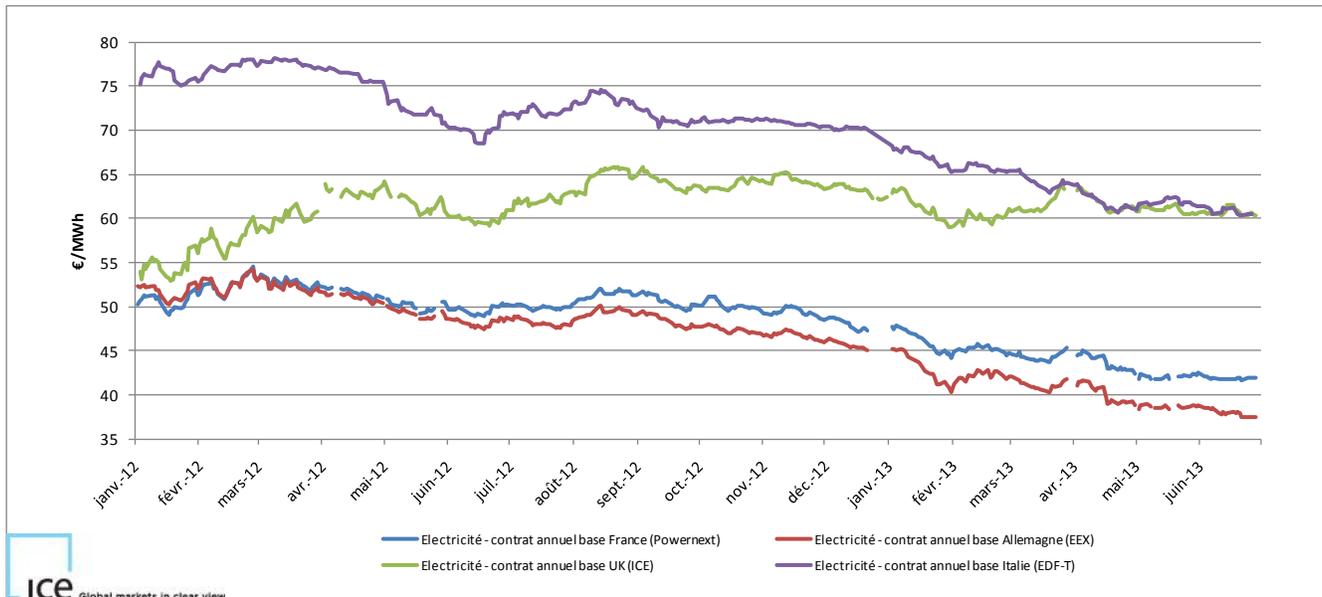
Italie : cotation moyenne EDF trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2013 puis avril 2014 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

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

remonter progressivement pour terminer le semestre à 4,2 €/t. Le 3 juillet 2013, le Parlement a finalement approuvé ce gel, ce projet de loi devant encore être approuvé par le Conseil de l'Union européenne.

Evolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie



Evolution des prix des droits d'émission de CO₂



2.1.1.4. Prix des combustibles fossiles ⁴

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2013	94,4	107,9	68,0
Variation 2013/2012 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	-13,6%	-5,0%	+4,9%
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2013	102,2	118,9	69,7
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2013	84,9	97,7	66,4
Prix fin 1 ^{er} semestre 2012	98,6	97,8	61,7
Prix fin 1 ^{er} semestre 2013	85,6	102,2	68,2

Les prix à terme du **charbon** sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2012, en raison d'une offre qui devrait rester abondante. Sur le court terme, l'équilibre offre-demande est resté extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon russe, américain et colombien à bas prix. Ces stocks importants ont maintenu une pression baissière sur les prix à terme. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2014 termine le semestre à près de 86 \$.

Le cours du **pétrole** est en baisse par rapport au premier semestre 2012. Les premiers mois de l'année ont connu moins de tensions sur l'offre que par le passé. Côté demande, le contexte macro-économique reste morose, ce qui a incité les acteurs à revoir régulièrement leurs prévisions de consommation à la baisse.

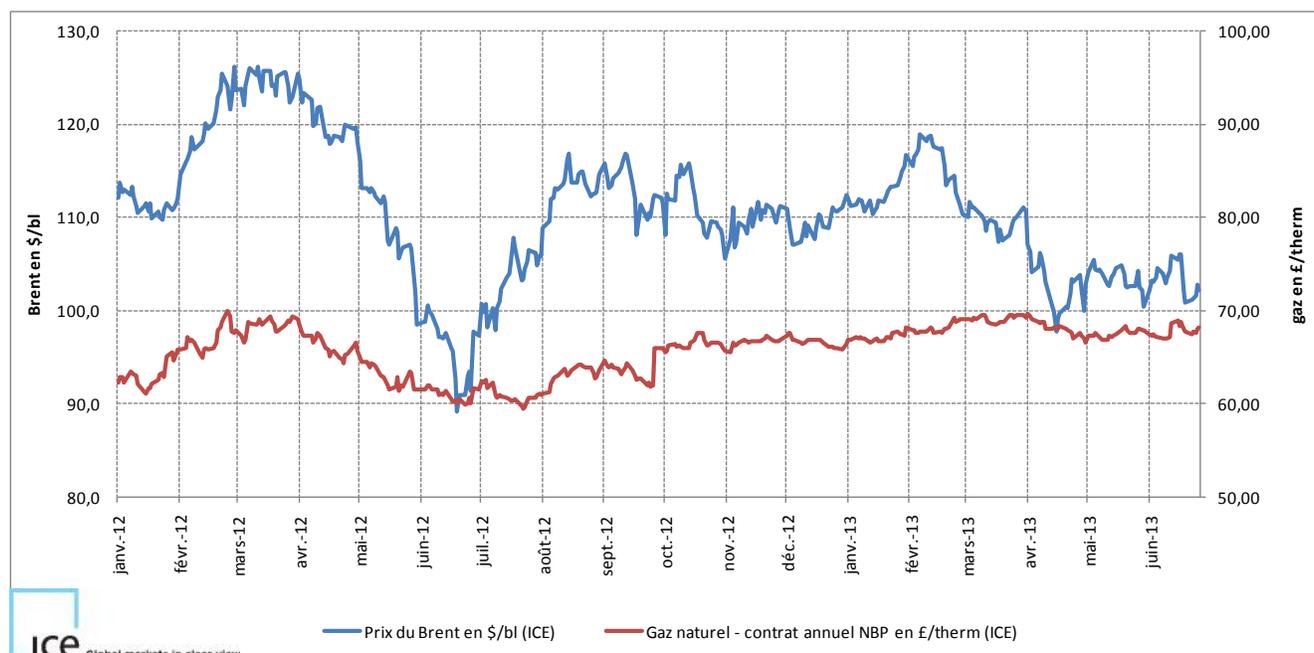
Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni est en hausse par rapport au premier semestre 2012. Les températures basses observées au Royaume-Uni de janvier à avril ont conduit à une utilisation massive du stockage long terme afin d'assurer l'équilibre offre-demande. Mi-avril, les capacités de stockage étaient vides. Traditionnellement, les mois d'été permettent de reconstituer une grande partie des stocks mais il n'est pas certain que ce puisse être le cas à l'entrée de l'hiver cette année compte tenu du niveau exceptionnellement bas des stocks au début de l'été et du temps nécessaire à leur remplissage. Ces craintes ont entraîné une hausse marquée des prix pour l'hiver à venir et dans une moindre mesure pour l'été suivant.

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 au Royaume-Uni (NBP) - en p/therm.

Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.1.2. CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ⁵ ET DE GAZ⁶

Sur le premier semestre 2013, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 2,3% par rapport à 2012. Cet écart s'explique essentiellement par des températures inférieures à la normale (-2°C en moyenne) sur l'ensemble des mois du semestre.

Corrigée de l'aléa climatique et du caractère bissextile de 2012, la consommation de la France est globalement stable au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012, la baisse de la consommation de la grande industrie étant compensée par la progression de la consommation des particuliers et des PME-PMI.

Au **Royaume-Uni**, sur le premier semestre 2013, la consommation intérieure d'électricité, peu thermo-sensible, est stable (+0,4%) par rapport à celle du premier semestre 2012; elle s'est contractée de 3,9% en **Italie** par rapport au premier semestre 2012.

La consommation de gaz naturel en **France** a progressé d'environ 4% au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012. Cette hausse est liée en grande partie à un effet climatique, notamment aux températures basses des mois de mars et mai.

La consommation intérieure estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en progression de 9,4%, tirée par la consommation domestique sous l'effet de températures 2013 inférieures en moyenne de 2,7°C à celles du premier semestre 2012.

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)

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.

Celle-ci a diminué de 7,1% en **Italie**.

2.1.3. TARIFS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

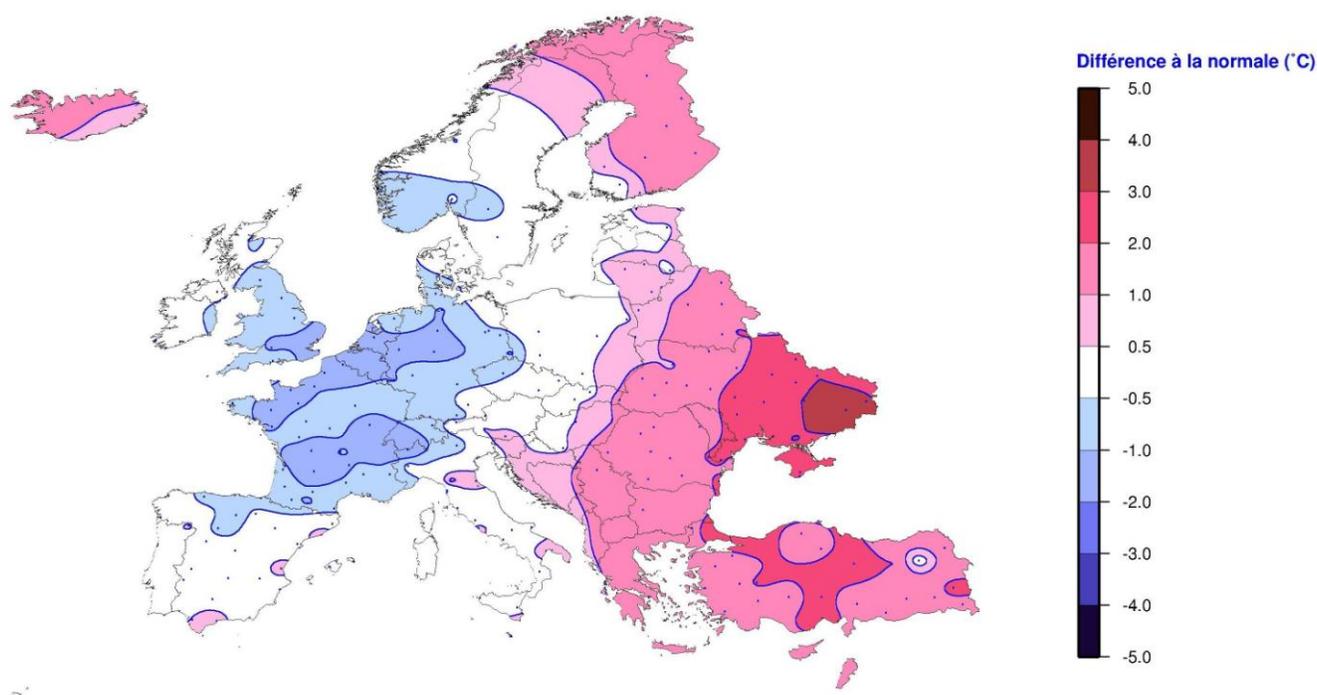
L'annonce du ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'énergie en date du 9 juillet 2013 figure ci-après au § 2.2.3.1.6.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a maintenu stables ses tarifs de gaz et d'électricité sur le premier semestre 2013.

2.1.4. CONDITIONS CLIMATIQUES

2.1.4.1. Températures

Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2013 à juin 2013⁷



Le premier semestre 2013 a été marqué par un contraste entre des températures inférieures à la normale en Europe de l'Ouest (la France, Royaume-Uni, Benelux et Allemagne notamment) et des températures plus élevées que la normale dans les pays riverains de la mer Noire et dans le Nord de la Scandinavie.

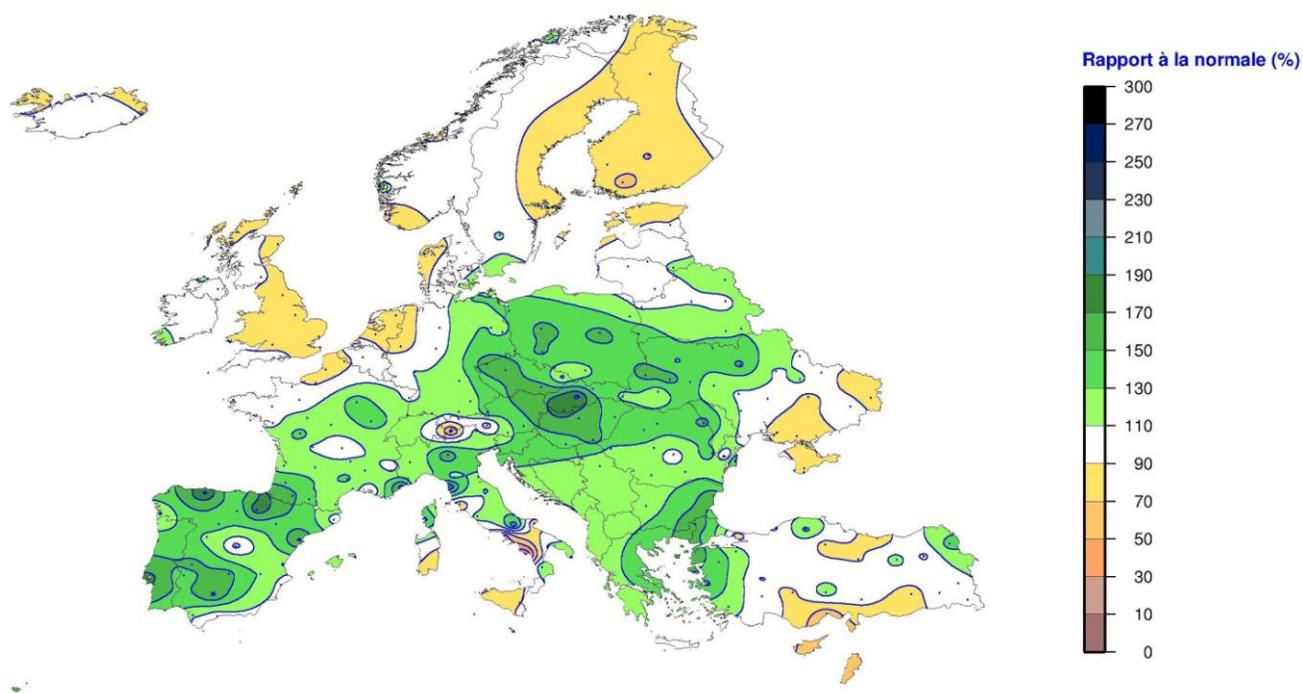
En France, après un hiver maussade, le printemps a été froid et peu ensoleillé. Les moyennes mensuelles des températures ont été systématiquement inférieures aux normales sur le semestre.

⁷ Rapport à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2013 à juin 2013.

Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

2.1.4.2. Pluviométrie

Pluviométrie de janvier 2013 à juin 2013⁸



Le premier semestre 2013 a été marqué par une pluviométrie abondante et excédentaire sur une grande moitié sud de l'Europe, en particulier sur la péninsule ibérique, en Europe centrale et à moindre degré en France. Seuls le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la Scandinavie ont connu un déficit modéré de précipitations.

En France, la conjonction d'une pluviométrie excédentaire et de températures anormalement froides jusqu'à fin mai a entraîné un enneigement exceptionnel qui est resté tardivement sur les massifs alpin et surtout pyrénéen. Le productible hydraulique en France a connu des niveaux systématiquement supérieurs à la normale sur l'ensemble du semestre, notamment d'avril à juin 2013.

⁸ Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de janvier 2013 à juin 2013.

Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

2.2. EVENEMENTS MARQUANTS^{9/10}

2.2.1. PARTICIPATIONS ET PARTENARIATS

2.2.1.1. Accord définitif avec Total pour l'acquisition de TIGF

Le 5 avril 2013, le consortium constitué par Snam, opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45%), GIC, le fonds de l'État de Singapour (35%) et EDF (20% via ses actifs dédiés), a conclu un accord définitif avec le groupe Total pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France - Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF). Le 5 février 2013, le consortium et Total étaient entrés en négociations exclusives pour l'acquisition de la société.

Approuvée par la Commission européenne le 15 juillet 2013, la finalisation de la transaction reste soumise aux autorisations des autres autorités réglementaires et de concurrence compétentes.

2.2.1.2. Investissements d'EDF Energies Nouvelles

Le 11 février 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé l'acquisition de l'activité éolienne France de Séchilienne Sidec, qui représente une puissance installée de 56,5 MW et cinq projets en développement pour 60 MW.

Le 8 avril 2013, EDF EN Canada, filiale canadienne d'EDF Energies Nouvelles, a annoncé l'acquisition du projet éolien de 300 MW de Blackspring Ridge situé dans la province d'Alberta au Canada. Cette acquisition s'est faite en partenariat avec la société américaine Enbridge, un fournisseur d'énergie opérant sur le continent nord-américain. EDF EN Canada détiendra 50% de ce parc. La construction de ce projet, composé de 166 turbines Vestas d'une puissance unitaire de 1,8 MW a débuté au deuxième trimestre 2013 pour une réception attendue mi 2014.

Le 16 avril 2013, EDF Renewable Energy, filiale américaine d'EDF Energies Nouvelles, a annoncé exercer son option d'achat de 49% des parts du projet éolien de 161 MW Spinning Spur II, situé au Texas, jusqu'alors co-détenu et développé en partenariat avec Cielo Wind Power. EDF Renewable Energy détient désormais 100% de ce projet. La construction de ce parc, composé de 87 turbines General Electric d'une puissance unitaire de 1,85 MW a débuté en juin 2013 pour une mise en service attendue mi 2014.

2.2.1.3. Renégociations de contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

La Cour d'arbitrage de la Chambre de commerce international a rendu le 23 avril 2013 une sentence arbitrale en faveur d'Edison dans le cadre de la procédure d'arbitrage avec Sonatrach (Algérie) lancée en août 2011 sur le prix du gaz long terme inclus dans le contrat algérien.

Par ailleurs, un accord a été signé entre Edison et Rasgas (Qatar) en juillet 2013 revoyant certaines conditions du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz (et notamment les conditions de prix) entre les deux parties. Conformément à la norme IAS 10, les effets de cet accord ont été pris en compte dans les comptes consolidés résumés du premier semestre 2013 du Groupe.

Au total, il en résulte un impact positif de 585 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF du premier semestre 2013.

⁹ Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 8 du présent document.

¹⁰ Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

2.2.1.4. Cession de la participation du Groupe dans SSE

Le 24 mai 2013, EDF et Energetický a průmyslový holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, ont signé un accord définitif pour la cession à EPH de 49% de Stredoslovenská Energetika a.s. (SSE), deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie. La transaction valorise la participation d'EDF dans SSE à environ 400 millions d'euros.

Cette transaction sera soumise à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires de SSE. Sa finalisation est attendue au cours du second semestre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence.

2.2.1.5. Finalisation de l'acquisition des parcs éoliens d'Iberdrola en France

Le 27 mai 2013, un consortium international composé d'EDF Energies Nouvelles, de MEAG, agissant en tant que gestionnaire d'actifs de Munich Re, et de GE Energy Financial Services – une division de GE -, a signé avec Iberdrola l'accord définitif portant sur l'acquisition précédemment annoncée de 30 parcs éoliens en exploitation en France d'une capacité brute totale de 305 MW.

Cet accord prévoit une détention des actifs par EDF Energies Nouvelles à hauteur de 20%, par GE Energy Financial Services à hauteur de 40% et par MEAG à hauteur de 40%. Cette participation d'EDF Energies Nouvelles est consolidée par mise en équivalence au 30 juin 2013.

EDF Energies Nouvelles assurera les services de gestion d'actifs ainsi que d'exploitation-maintenance des parcs éoliens.

2.2.1.6. Création d'EDF Invest

EDF crée EDF Invest, qui sera en charge de la gestion du portefeuille d'investissements non cotés au sein des actifs dédiés d'EDF. Ces investissements non cotés regrouperont trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le private equity.

La participation de 20% du groupe EDF dans TIGF, décrite au § 2.2.1.1, constituera le premier investissement d'EDF Invest dans les infrastructures aux côtés des 50% de titres RTE déjà présents dans le portefeuille d'actifs dédiés. TIGF et les titres RTE représenteraient ainsi 13% des actifs dédiés.

L'objectif d'EDF Invest est de gérer 5 milliards d'euros d'investissements non cotés d'ici deux ans et de représenter ainsi 25% du total des actifs dédiés.

2.2.2. PROJETS D'INVESTISSEMENT

2.2.2.1. En France

2.2.2.1.1. Flamanville 3

Des étapes importantes de la construction ont été franchies au premier semestre 2013 :

- mise sous tension du transformateur de soutirage via une ligne 400kV provisoire,
- mise en place du tampon qui permet de fermer l'accès matériel du bâtiment réacteur par lequel transiteront les gros composants nécessaires au montage du circuit primaire principal (comme les générateurs de vapeur et la cuve),
- pose du dôme du bâtiment réacteur le 16 juillet.

Le chantier de l'EPR de Flamanville entre dans sa phase finale avec 95% du génie civil réalisé et 46% des montages électromécaniques. L'objectif de première production commercialisable est maintenu à 2016.

2.2.2.1.2. Construction de la nouvelle centrale de Bouchain

Fin 2011, EDF et GE Energy avaient conclu un partenariat pour le co-développement du premier cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération, situé dans le nord de la France à Bouchain. Ce CCG est équipé d'une nouvelle technologie permettant d'atteindre une puissance maximale en un temps très court. En avril 2013, le creusement des fondations sur le chantier a commencé. La mise en service de ce CCG est prévue pour 2015.

2.2.2.1.3. Avis favorable de l'ASN sur l'exploitation du réacteur n°2 à Fessenheim

Le 29 avril 2013, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a autorisé la poursuite d'exploitation du réacteur n°2 de la centrale nucléaire de Fessenheim au-delà de son troisième examen décennal. Cet avis favorable d'exploitation fait suite à la visite décennale qui s'est déroulée d'avril 2011 à mars 2012 et est soumis à des prescriptions techniques impliquant des travaux qu'EDF va mettre en œuvre.

2.2.2.1.4. Mise en service du deuxième Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues

Le 7 juin 2013, le deuxième CCG du site de Martigues a été mis en service industriel. La centrale de Martigues est désormais le plus important CCG en France, avec une puissance de 930 MW et un impact environnemental réduit.

2.2.2.1.5. Inauguration du barrage du Rizzanese en Corse

Le 17 juin 2013, EDF a inauguré le 4^e grand barrage de Corse, au Rizzanese (Corse du Sud). D'une puissance installée de 55 MW, ce nouvel aménagement porte à 30% la part des énergies renouvelables dans la consommation électrique de l'île. Le barrage alimente le réseau électrique corse depuis février 2013, avec le raccordement de l'une des deux turbines de la centrale de Sainte-Lucie de Tallano située en aval du barrage. La mise en service complète de l'ouvrage est prévue pour fin 2013.

L'aménagement hydroélectrique permettra de réduire la consommation d'hydrocarbures de l'île et ainsi d'éviter le rejet de 60 000 tonnes de CO₂ chaque année. Il est destiné à être mobilisé en période de pointe, quand la consommation d'électricité est la plus forte.

2.2.2.1.6. Lancement du déploiement des compteurs « Linky »

Le 9 juillet 2013, le Premier ministre a annoncé le lancement du déploiement de nouveaux compteurs communicants « Linky » par ERDF ; 3 millions de compteurs devraient être déployés d'ici 2016.

2.2.2.1.7. Avis favorable de l'ASN sur le réacteur n°4 à Bugey

Le 29 juillet 2013, l'ASN a annoncé qu'elle émettait un avis favorable à la poursuite du fonctionnement du réacteur n°4 de Bugey, à l'issue du troisième réexamen décennal de sûreté, comme elle l'avait fait en 2012 pour le réacteur n°2. Cette autorisation est subordonnée à la réalisation de travaux complémentaires qu'EDF conduira dans les délais impartis. La conception du réacteur n°4 étant identique à celle du réacteur n°2, les prescriptions visant à renforcer le niveau de sûreté sur le réacteur n°4 sont semblables.

2.2.2.2. Royaume-Uni

2.2.2.2.1 Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20% qu'elle détient dans la société portant les projets de « nouveau nucléaire » au Royaume-Uni. EDF est ainsi devenu actionnaire à 100% de cette société.

Le 19 mars 2013, le ministre britannique de l'Energie et du changement climatique a annoncé avoir donné son accord pour construire une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point dans le Somerset (sud de la Grande-Bretagne). Cette décision fait suite à trois années de consultation avec les collectivités locales et une année d'études réalisées par le *UK Planning Inspectorate*. Les discussions relatives à l'instauration de *contracts for difference* (ou CfD) se poursuivent avec le gouvernement britannique. Ce dispositif contractuel, qui garantira l'équilibre économique des nouveaux moyens de production d'électricité à faibles émissions de CO₂ (énergies renouvelables et centrales nucléaires) devrait, une fois son acceptabilité obtenue auprès de l'Union européenne, permettre au projet Hinkley Point C de recueillir de nombreuses marques d'intérêt de la part d'investisseurs partenaires.

2.2.2.2.2. Mise en service de deux Cycles Combinés Gaz (CCG) à West Burton B

Les unités 1 et 2 du CCG de West Burton B ont été mises en service en mai 2013 et mars 2013 respectivement. Le site de West Burton B comprend trois unités, la dernière devant être mise en service au cours du second semestre 2013.

2.2.2.3. Autres activités

2.2.2.3.1. Construction du terminal méthanier de Dunkerque

La construction du terminal de Dunkerque, portée par la filiale Dunkerque LNG, est en cours avec une date de mise en service prévue pour novembre 2015, avec notamment :

- l'achèvement des travaux portuaires par le Grand Port Maritime de Dunkerque et la livraison de la plateforme terrestre à Dunkerque LNG
- la réalisation des études d'ingénierie de détail par les trois contractants clé en main en charge de la construction
- la construction de l'enceinte de béton des trois réservoirs qui stockeront le gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que les travaux de génie civil liés au traitement du gaz
- le début de creusement du tunnel raccordant le terminal à la centrale nucléaire de Gravelines, les eaux tièdes de rejet de la centrale contribuant à la regazéification du GNL. Cette synergie industrielle permettra d'économiser l'équivalent de la consommation annuelle en gaz de l'agglomération de Dunkerque. Le tunnelier a été "baptisé" sur le chantier le 30 mai 2013.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseau de gaz naturel belge (Fluxys) et français (GRTgaz) poursuivent la construction d'une nouvelle interconnexion France-Belgique, en sus des travaux de raccordement au réseau français.

Le terminal méthanier de Dunkerque sera alors connecté à deux marchés gaziers en Europe : le PEG¹¹ Nord en France et le marché belge.

2.2.2.3.2. Construction de parcs éoliens

Le 21 janvier 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé la mise en service de deux parcs éoliens, Massif du Sud et Lac Alfred (1^{ère} phase) au Québec. Ces deux réalisations ont une capacité installée de 150 MW chacune et font partie d'un programme de 7 projets éoliens totalisant 1 003 MW qui s'échelonne jusqu'en 2015.

Le 16 mai 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé la mise en service en Ecosse par EDF Energy Renewables du parc éolien de Fallago Rig, d'une puissance de 144 MW, équipé de 48 turbines d'une puissance unitaire de 3 MW, fabriquées par Vestas. Ce parc a été développé et réalisé par EDF Energy Renewables, filiale britannique d'EDF Energies Nouvelles détenue à parts égales avec EDF Energy.

Le 19 juin 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé l'achèvement du chantier du parc éolien en mer de Teesside construit par EDF Energy Renewables et la mise en production des 13 premières éoliennes de cette centrale de 62 MW.

2.2.3. ENVIRONNEMENT REGLEMENTAIRE

2.2.3.1. France

2.2.3.1.1. Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,3 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 techniques selon un échancier fixé par arrêté.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH doit être publié au plus tard le 7 décembre 2013.

2.2.3.1.2. CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹². Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final. Elle s'élève à 13,5 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2013.

L'accord signé par EDF et les pouvoirs publics début 2013 prévoit un remboursement progressif d'ici au 31 décembre 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe (soit un total d'environ 4,9 milliards d'euros).

Début 2013, certains tarifs d'achat du photovoltaïque ont été majorés ; une prime de 10% a été mise en place pour les panneaux assemblés en Europe et certains tarifs baisseront moins vite à volume donné.

Au cours du premier trimestre, la CRE a initié différents appels d'offres pour de nouvelles installations éoliennes en mer (1 000 MW) et pour des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 100 kW. Ces installations bénéficieront de tarif d'achat dont le surcoût par rapport au prix de marché sera compensé par la CSPE.

¹¹ PEG : Point d'Echange de Gaz.

¹² Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

La loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (loi Brottes) publiée au Journal officiel du 15 avril 2013 rend possible un élargissement du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (TPN) et prévoit la compensation par la CSPE d'une prime versée aux opérateurs d'effacement.

Dans sa prévision des charges au titre de 2013 publiée fin 2012, la CRE prévoyait un montant de charges à compenser de 5 124 millions d'euros et un montant de recettes prévisionnelles équivalent, ce qui permettait que le déficit du mécanisme soit stabilisé en 2013.

2.2.3.1.3. Décision du Conseil d'Etat relative aux tarifs de vente d'électricité

Par une décision du 22 octobre 2012, le Conseil d'Etat a, à la demande du SIPPAREC, annulé l'arrêté du 13 août 2009 fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité en enjoignant les ministres chargés de l'énergie et de l'économie de prendre un nouvel arrêté dans les 3 mois pour la période allant du 15 août 2009 au 13 août 2010. Cet arrêté, à portée rétroactive, a été publié le 15 mars 2013. EDF a entrepris d'établir des factures rectificatives pour environ 1 million de clients concernés par des modifications intervenues dans les grilles tarifaires.

2.2.3.1.4. Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE 3 et TURPE 4)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. Cette annulation est sans impact direct sur les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 (« TURPE 3 bis ») prise sur proposition de la CRE en date du 29 mars 2013, a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, se substitue au tarif annulé et conduit à une diminution de 2,5% des tarifs sur la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

La CRE a également publié, le 10 juillet 2013, sa délibération du 28 mai 2013 portant décision pour la période du 1^{er} août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation de 2,1% au 1^{er} août 2013 par rapport à la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

Enfin, le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution qui entreront en vigueur au 1^{er} janvier 2014 pour une durée de 4 ans (TURPE 4).

S'agissant des tarifs de transport, la délibération de la CRE du 3 avril 2013 a été publiée au Journal officiel du 30 juin 2013. Ce nouveau tarif (appelé TURPE 4 HTB) sera applicable à compter du 1^{er} août 2013, pour une période d'environ quatre ans. A cette date, le tarif augmentera de 2,4% ; il sera ensuite ajusté chaque année.

2.2.3.1.5. Rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF

Dans le cadre de sa mission d'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente, telle qu'elle est prévue par le Code de l'énergie, la CRE a publié le 4 juin 2013 un rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF.

L'étude de la CRE porte sur les coûts constatés de 2007 à 2012 et sur les coûts estimés de 2013 à 2015.

Pour la période 2007 à 2012, la CRE a constaté que les coûts fixes et variables de production ont augmenté de 5,1% par an, que les charges de capital ont augmenté de 2,9% par an et que les coûts commerciaux ont connu une hausse de 6,3% par an.

La CRE a constaté que la tendance à la hausse des coûts de production et de commercialisation se confirme pour 2013.

Elle en a déduit que l'évolution des tarifs à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts estimés par la CRE se situe entre 9,6% et 6,8% pour les tarifs bleus (respectivement sans ou avec une hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013).

2.2.3.1.6. Hausse des tarifs de l'électricité annoncée par le Gouvernement

Suite à la parution du rapport de la CRE mentionné ci-dessus, le Gouvernement a décidé de lisser, sur plusieurs années, les hausses de tarifs nécessaires à la couverture des coûts d'EDF, prévue par la loi. Le 9 juillet 2013, il a saisi le Conseil supérieur de l'énergie et la CRE d'une hausse moyenne des tarifs de l'électricité pour les ménages (« tarifs bleus ») de 5% au 1^{er} août 2013 et au 1^{er} août 2014.

2.2.3.2. Belgique

En 2013, il demeure des incertitudes sur le contexte réglementaire dans l'attente des décisions officielles du Gouvernement et du Parlement.

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 475 millions d'euros en 2013. EDF Luminus et EDF Belgium ont déposé un recours fin juin 2013 contre cette taxe devant la Cour Constitutionnelle.

Fin 2011, la CREG¹³ avait approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs. Ces tarifs ont été revus à la baisse en 2013 suite à une contestation des producteurs devant la Cour d'Appel.

Par ailleurs, durant l'été 2012, des inspections sur les cuves des centrales de Doel 3 et Tihange 2 avaient révélé des micro-fissures qui avaient entraîné l'arrêt de ces centrales, dans l'attente d'analyses complémentaires menées par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) et Electrabel. Le 17 mai 2013, l'AFCN a autorisé le redémarrage des deux réacteurs nucléaires qui a été effectif le 3 juin pour Doel 3 et le 7 juin pour Tihange 2.

2.2.3.3. Hongrie

Début 2013, le régulateur a annoncé une baisse de 10% des tarifs régulés de fourniture de gaz, d'électricité et de chaleur aux clients domestiques pour la période 2013-2016. En outre, une nouvelle taxe sur les réseaux a été mise en place par le Gouvernement, à hauteur de 125 HUF par mètre de réseau (environ 0,45€/m).

2.2.3.4. Royaume-Uni

Le 27 juin 2013, dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité entamée courant 2012, le ministre britannique de l'Énergie et du changement climatique a présenté au Parlement la stratégie à long terme du Gouvernement en matière de construction, de réparation et de renouvellement des infrastructures électriques majeures au Royaume-Uni. Le ministère des finances britannique a annoncé également que la future centrale Hinkley Point C serait éligible à la garantie gouvernementale.

Le projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité est examiné à la Chambre des Lords depuis début juin 2013.

¹³ CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique.

2.2.4. GOUVERNANCE

2.2.4.1. Conseil d'administration du groupe EDF

Par décret du 6 mai 2013, Bruno Léchevin, président du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité de représentant de l'Etat, en remplacement de François Loos.

Par décret du 17 juin 2013, Olivier Appert, président de l'IFP Energies nouvelles, a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité de représentant de l'Etat, en remplacement de Yannick d'Escatha.

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

2.2.4.2. Organes de Direction

Henri Proglia a confié à Philippe Monloubou une mission de réflexion stratégique de six mois portant sur le développement et le financement des systèmes électriques intelligents, y compris à l'international. En janvier 2014, Philippe Monloubou sera proposé pour la Présidence du Directoire d'ERDF.

3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2012 ET 2013

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2012 et 2013 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre International et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les données du premier semestre 2012 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (impact de 11 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe) et du changement de présentation des activités DVAS d'EDF Energies Nouvelles sans impact sur l'EBE du Groupe (diminution du Chiffre d'affaires de -319 millions d'euros, des Autres consommations externes de -255 millions d'euros et augmentation des Autres produits et charges pour 64 millions d'euros).

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité
Chiffre d'affaires	39 747	35 903
Achats de combustible et d'énergie	(20 821)	(17 950)
Autres consommations externes	(4 134)	(4 340)
Charges de personnel	(6 020)	(5 787)
Impôts et taxes	(1 793)	(1 597)
Autres produits et charges opérationnels	2 719	2 842
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 698	9 071
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	(1)	98
Dotations aux amortissements	(3 583)	(3 283)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(126)	(94)
(Pertes de valeur) / reprises	(178)	(294)
Autres produits et charges d'exploitation	(22)	100
Résultat d'exploitation	5 788	5 598
Résultat financier	(1 667)	(1 797)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 121	3 801
Impôts sur les résultats	(1 531)	(1 235)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	379	343
Résultat net consolidé	2 969	2 909
Dont résultat net - part du Groupe	2 877	2 779
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	92	130
Résultat net part du Groupe par action (en euros)		
Résultat net par action	1,56	1,50
Résultat net dilué par action	1,56	1,50

3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 10,7% et en croissance organique de 4,3%.

3.1.1. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES GROUPE

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	39 747	35 903	3 844	+10,7	+4,3

La croissance du chiffre d'affaires est constituée principalement par des effets de périmètre, essentiellement liés à l'acquisition d'Edison fin mai 2012 (+2 494 millions d'euros) et par une croissance organique de 1 527 millions d'euros (soit 4,3%).

3.1.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	21 294	20 706	588	+2,8	+2,8
Royaume-Uni	4 990	4 821	169	+3,5	+7,3
Italie	6 481	3 607	2 874	+79,7	+10,5
Autre International	4 106	4 009	97	+2,4	+3,0
Autres activités	2 876	2 760	116	+4,2	+3,1
Total hors France	18 453	15 197	3 256	+21,4	+6,2
Chiffre d'affaires du Groupe	39 747	35 903	3 844	+10,7	+4,3

Au premier semestre 2013, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,4% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 42,3% au premier semestre 2012.

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 21 294 millions d'euros, en croissance organique de 2,8% par rapport au premier semestre 2012.

Cette croissance résulte à la fois d'une augmentation des volumes vendus en électricité et des hausses tarifaires intervenues en juillet 2012.

Les volumes vendus aux clients finals ont progressé sous l'effet d'un climat plus froid qu'au 1^{er} semestre 2012 (+608 millions d'euros).

L'effet prix positif de 304 millions d'euros, lié à la hausse 2012 des tarifs réglementés permet de compenser partiellement la baisse due à l'arrêt progressif des livraisons dans le cadre des contrats long terme (Eurodif...) et des appels d'offre fournisseurs (-288 millions d'euros).

Au 30 juin 2013, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 79,9%, en retrait de 0,4 point par rapport à fin juin 2012. Au 30 juin 2013, la part de marché gaz naturel est de 4,4%, en augmentation de 0,3 point par rapport à fin juin 2012.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées¹⁴,
activités de réseaux¹⁵ et activités insulaires¹⁶

(En millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	21 294	20 706	588	+2,8
Activités non régulées	20 214	19 639	575	+2,9
Activités réseaux	7 345	6 891	454	+6,6
Activités insulaires	456	443	13	+2,9
Eliminations	(6 721)	(6 267)	(454)	

La hausse de 2,9% du chiffre d'affaires des **activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable du climat au premier semestre 2013.

Le chiffre d'affaires des **activités réseaux** est tiré par la hausse des volumes vendus liés au climat et la hausse du tarif de distribution à hauteur de 208 et 95 millions d'euros respectivement.

Le chiffre d'affaires des **activités insulaires** est en augmentation de 13 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2013 à 207,2 TWh contre 207,7 TWh au premier semestre 2012. En dépit d'un programme plus important d'arrêts programmés commencés plus tôt qu'au premier semestre 2012, la production est équivalente à celle du premier semestre 2012 grâce à un nombre d'arrêts fortuits en baisse.

La production hydraulique s'élève à 25,2 TWh. L'amélioration de +5,1 TWh par rapport au premier semestre 2012, liée notamment à la pluviométrie du premier semestre 2013, est également répartie entre fil de l'eau et lacs.

La production thermique à flamme s'élève à 8,4 TWh, soit +1,4 TWh par rapport au premier semestre 2012.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en hausse de +3,8 TWh. Le différentiel de températures entre les deux semestres explique à lui seul une hausse de +8,1 TWh. Par ailleurs, les pertes de clients, principalement sur le haut de portefeuille¹⁷, et la réduction de la fourniture à Eurodif ne sont pas compensées par la croissance de la demande.

Les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en recul de 12,9 TWh par rapport au premier semestre 2012 principalement du fait de l'extinction du mécanisme des VPP¹⁸ (-11,5 TWh).

Au premier semestre 2013, le bilan électrique s'est traduit par le fait qu'EDF a été acheteur net (hors VPP) à hauteur de 2,1 TWh sur les marchés, soit une position proche de l'équilibre ; au premier semestre 2012, il avait été acheteur net à hauteur de 17,2 TWh (hors VPP).

¹⁴ Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

¹⁵ 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.

¹⁶ Activités de production et de distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

¹⁷ Les très grands clients entreprises et industries.

¹⁸ *Virtual Power Plant* – mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à 3 ans.

3.1.2.2. Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 990 millions d'euros au premier semestre 2013. Cette augmentation de 3,5% par rapport au premier semestre 2012 est principalement constituée d'une croissance organique de 7,3% et d'effets change défavorables à hauteur de -3,7%.

La hausse du chiffre d'affaires résulte principalement d'effets prix favorables, portés par la hausse des prix de gros. Elle s'explique par ailleurs par la hausse des volumes d'électricité vendus sur les marchés de gros, en application de l'engagement pris envers la Commission européenne¹⁹, et par la hausse des ventes de gaz qui bénéficient d'un effet climatique favorable. Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des ventes structurées, résultant de l'arrivée à échéance de contrats historiques apportés par British Energy.

3.1.2.3. Italie

La contribution de l'**Italie**²⁰ au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 481 millions d'euros, en progression de 79,7% et en croissance organique de 10,5%. Il inclut un effet périmètre positif à hauteur de 2 494 millions d'euros, correspondant au passage d'Edison en intégration globale à partir du 24 mai 2012 et à la cession d'Edipower en 2012.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** augmente de 2 909 millions d'euros (+86,7%) et de 414 millions d'euros en organique (+12,3%).

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires bénéficie d'une augmentation des volumes de ventes principalement sur les marchés de gros en partie absorbée par la baisse des prix moyens de l'électricité.

Dans les activités hydrocarbures, la hausse du chiffre d'affaires, de moindre ampleur, est liée à la hausse des volumes vendus, partiellement compensée par la baisse des prix de marché du gaz et du pétrole.

3.1.2.4. Autre International

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

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 4 106 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 97 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012, soit +2,4%. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 3,0% par rapport au premier semestre 2012.

Cette progression provient pour l'essentiel de la **Belgique**, où la hausse du chiffre d'affaires s'explique principalement par des activités d'optimisation sans impact significatif sur la marge, du **Brésil**, qui avait vu le premier semestre 2012 marqué par des arrêts de maintenance, et des **Etats-Unis**, où la disponibilité des centrales nucléaires s'est améliorée en raison d'un nombre de jours d'arrêts pour rechargement réduit en 2013 par rapport à 2012.

Il diminue en revanche en **Pologne**, en raison d'effets prix défavorables sur les ventes de certificats et les ventes d'électricité, ainsi que d'une baisse des volumes vendus en électricité.

¹⁹ En application des engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations : vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012 à 2015.

²⁰ Groupe Edison et Fenice.

3.1.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Energies Nouvelles, EDF Trading, Electricité de Strasbourg, ainsi que la participation dans Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 876 millions d'euros au premier semestre 2013, en hausse de 116 millions d'euros, soit 4,2% par rapport au premier semestre 2012 et en croissance organique de 3,1%.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en croissance organique de 30,7% par rapport au premier semestre 2012. Cette progression résulte principalement du développement de l'activité Production en raison de l'augmentation des capacités en exploitation et de conditions de vent favorables en Europe.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**²¹ est en croissance organique de 25 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (+5,8%) et bénéficie de bons résultats notamment sur les activités de charbon et de gaz.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 16 millions d'euros (+1,2%).

²¹ 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 6,9% dont +6,0% en organique.

	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<i>(En millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires	39 747	35 903	3 844	+10,7	+4,3
Achats de combustible et d'énergie	(20 821)	(17 950)	(2 871)	+16,0	+4,2
Autres consommations externes	(4 134)	(4 340)	206	-4,7	-6,8
Charges de personnel	(6 020)	(5 787)	(233)	+4,0	+3,8
Impôts et taxes	(1 793)	(1 597)	(196)	+12,3	+12,3
Autres produits et charges opérationnels	2 719	2 842	(123)	-4,3	-4,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 698	9 071	627	+6,9	+6,0

3.2.1. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE GROUPE

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 9 698 millions d'euros au premier semestre 2013, en hausse de 6,9% par rapport au premier semestre 2012 et en croissance organique de 6,0%. La variation intègre des effets de périmètre de +130 millions d'euros qui concernent principalement Edison.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 20 821 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 2 871 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (+16,0%) compte tenu de l'effet périmètre lié à Edison (+2 190 millions d'euros) et en croissance organique de 4,2%.

En **France**, la hausse organique est de 2,1%. Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 246 millions d'euros (+9,2%) s'explique essentiellement par la hausse du coût de l'énergie, des certificats d'énergie renouvelable et des tarifs de transport. En **Italie**, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 8,5% en organique en lien avec la hausse des volumes vendus.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 134 millions d'euros, en diminution de 206 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (-4,7%). La variation organique est de -6,8%, essentiellement due à une diminution, constatée en **France**, qui fait suite notamment à une amélioration du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis d'affiner le suivi des dépenses de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 6 020 millions d'euros, en augmentation de 233 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (+4,0%). La variation organique est de +3,8%. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 4 560 millions d'euros, en évolution organique de +4,9% par rapport au premier semestre 2012 compte tenu de l'augmentation des effectifs (principalement dans la production nucléaire et la distribution), ainsi que de l'effet des mesures salariales et de la hausse des charges de retraites (essentiellement effet de la baisse du taux d'actualisation intervenue au cours du second semestre 2012).

Les **impôts et taxes** s'établissent à 1 793 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 196 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012, soit +12,3% (croissance identique en organique). Cette variation s'explique principalement par la hausse de divers impôts et taxes en France, notamment la Contribution économique territoriale.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 2 719 millions d'euros au premier semestre 2013, en baisse de 4,3% par rapport au premier semestre 2012 (-4,0% en variation organique). En **France**,

ils sont stables. Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 113 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy. L'**Italie** enregistre une hausse organique des autres produits et charges opérationnels incluant notamment des produits correspondant aux quotes-parts relatives aux exercices antérieurs des renégociations des contrats d'approvisionnement à long terme de gaz. Sur le segment **Autres activités**, la diminution des autres produits et charges opérationnels s'explique par des produits liés à des opérations immobilières et à des renégociations de contrats d'assurance, enregistrés en 2012 et sans équivalents en 2013.

3.2.2. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE PAR SEGMENT

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	6 473	6 071	402	+6,6	+6,6
Royaume-Uni	1 031	1 071	(40)	-3,7	-0,1
Italie	669	211	458	+217,1	+155,0
Autre International	510	553	(43)	-7,8	-6,9
Autres activités	1 015	1 165	(150)	-12,9	-12,4
Total hors France	3 225	3 000	225	+7,5	+4,8
EBE Groupe	9 698	9 071	627	+6,9	+6,0

3.2.2.1. France

Evolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 6 473 millions d'euros, en augmentation organique de 6,6% par rapport au premier semestre 2012. Cette contribution représente 66,7% de l'EBE du Groupe au premier semestre 2013, contre 66,9% pour celle du premier semestre 2012.

Ventilation²² 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 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	6 473	6 071	402	+6,6
Activités non régulées	4 284	3 973	311	+7,8
Activités réseaux	2 025	1 942	83	+4,3
Activités insulaires	164	156	8	+5,1

²² Ventilation explicitée dans la partie 3.1.2.1 de ce rapport.

L'EBE des activités **non régulées** est en croissance de +7,8%. Cette évolution intègre essentiellement l'amélioration de la production hydraulique (+255 millions d'euros) et un effet climat favorable (+216 millions d'euros), en partie compensés par l'effet du calendrier des arrêts programmés sur la production nucléaire pour -133 millions d'euros.

L'EBE des activités **réseaux** est en croissance de 4,3%, en raison de la hausse tarifaire de la part acheminement et d'un effet climat positif.

L'EBE des activités **insulaires** progresse de 8 millions d'euros.

3.2.2.2. Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 031 millions d'euros au premier semestre 2013, en recul de 3,7% et en variation organique de -0,1% par rapport au premier semestre 2012.

L'EBE bénéficie de l'évolution favorable des prix de gros au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012 et de la maîtrise des autres consommations externes et des charges de personnel, qui permettent de compenser la baisse de 1 TWh de la production nucléaire, qui passe de 29,8 TWh au premier semestre 2012 à 28,8 TWh au premier semestre 2013, notamment en raison du programme d'arrêts planifiés.

3.2.2.3. Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 669 millions d'euros, en hausse de 458 millions d'euros et en croissance organique de 327 millions d'euros.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 627 millions d'euros au premier semestre 2013 contre 160 millions d'euros au premier semestre 2012, en croissance organique de 336 millions d'euros.

L'EBE de l'activité électricité est en hausse grâce à une hydraulité favorable et à l'utilisation du potentiel de flexibilité des centrales pour les activités de management de l'énergie.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE progresse par rapport au premier semestre 2012, du fait de l'effet rétroactif des renégociations de contrats d'approvisionnement long terme qui ont abouti (voir ci-dessus le § traitant des Autres produits et charges opérationnels). Néanmoins, les marges des activités gaz sont fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant de la baisse de la demande conjuguée avec une disponibilité importante de gaz spot sur les hubs européens, entraînant une décorrélation entre les prix spot du gaz et le coût des contrats à long terme.

Edison poursuit ses renégociations avec les fournisseurs gaziers pour assurer une meilleure cohérence entre les coûts d'approvisionnement et les prix de vente.

3.2.2.4. Autre International

L'EBE du segment **Autre International** est en baisse de 43 millions d'euros, soit 7,8% et en diminution organique de 6,9%.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 63 millions d'euros. Les marges sont en effet affectées par la baisse des tarifs d'électricité et de gaz en réaction au positionnement agressif de la concurrence. L'EBE d'EDF Luminus subit également l'effet de la baisse de la production nucléaire, suite à l'arrêt des centrales de Doel 3 et Tihange 2 au second semestre 2012 qui s'est prolongé jusqu'aux 3 et 7 juin 2013 respectivement.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 21 millions d'euros, liée principalement à une contraction des marges en raison de la baisse des prix sur les certificats verts (biomasse).

Aux **Etats-Unis**, l'EBE est en croissance organique (27 millions d'euros), essentiellement en raison de la hausse des volumes nucléaires produits par CENG compte tenu de prolongations d'arrêts au premier semestre 2012 sans équivalent au premier semestre 2013.

Le **Brésil** réalise une croissance organique de 9 millions d'euros de son EBE, n'ayant pas enregistré d'arrêt majeur de la centrale de Norte Fluminense au premier semestre 2013, contrairement au premier semestre 2012.

3.2.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 015 millions d'euros, en diminution de 150 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 et en évolution organique de -12,4%.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 345 millions d'euros au premier semestre 2013. La progression organique de 2,9% par rapport au premier semestre 2012 est tirée par le développement de l'activité Production, en raison de l'augmentation des capacités en exploitation et de conditions de vent favorables en Europe. Elle est partiellement compensée par la diminution de l'EBE de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

L'EBE d'**EDF Trading** progresse de 12 millions d'euros (3,8%) par rapport au premier semestre 2012, ce qui reflète l'évolution de la marge de trading commentée au paragraphe 3.1.2.5.

L'EBE de **Dalkia** est en croissance organique de 77 millions d'euros soit +78,6% au premier semestre 2013. En effet, le premier semestre 2012 avait été marqué par une dégradation des conditions de l'activité en Italie. La croissance de l'EBE est également portée par l'évolution favorable des activités sur la zone Europe Continentale.

La décroissance organique de l'EBE du segment **Autres activités** s'explique par les produits liés à des opérations immobilières et à des renégociations de contrats d'assurance, enregistrés en 2012 et sans équivalent en 2013.

3.3. RESULTAT D'EXPLOITATION

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

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 698	9 071	627	+6,9
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières, hors activités de trading	(1)	98	(99)	n.a.
Dotations aux amortissements	(3 583)	(3 283)	(300)	+9,1
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(126)	(94)	(32)	+34,0
(Pertes de valeur) / reprises	(178)	(294)	116	-39,5
Autres produits et charges d'exploitation	(22)	100	(122)	n.a.
Résultat d'exploitation	5 788	5 598	190	+3,4

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 5 788 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 190 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012. Ceci s'explique principalement par la croissance de l'EBE et les moindres pertes de valeur enregistrées au premier semestre 2013 comparées au premier semestre 2012. Ces éléments sont partiellement compensés par la hausse des dotations aux amortissements, la baisse des autres produits et charges d'exploitation et les variations défavorables concernant les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières, hors activités de trading.

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

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading passent de 98 millions d'euros au premier semestre 2012 à -1 million d'euros au premier semestre 2013. L'évolution négative est localisée principalement sur le segment **Royaume-Uni**.

3.3.2. DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations aux amortissements augmentent de 9,1% par rapport au premier semestre 2012.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 202 millions d'euros, notamment expliquée par les investissements de maintenance sur le parc de production et les actifs de distribution.

En **Italie**, l'augmentation des amortissements est due à un effet périmètre lié à l'acquisition d'Edison fin mai 2012.

Chez **EDF Energies Nouvelles**, les mises en service du parc de production conduisent à une hausse des charges d'amortissement de 34 millions d'euros.

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

L'augmentation de 32 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012 est principalement attribuable à ERDF.

3.3.4. PERTES DE VALEUR / REPRISES

Au premier semestre 2013, les pertes de valeur s'élèvent à 178 millions d'euros et concernent notamment la **Belgique** pour 104 millions d'euros, sur une centrale de production thermique d'EDF Luminus, et **Dalkia** pour 49 millions d'euros en raison du ralentissement de l'activité chez Dalkia Investissement.

Au premier semestre 2012, elles concernaient principalement le segment **Autre International** avec une perte de valeur de 233 millions d'euros sur CENG, compte tenu de la dégradation des perspectives sur les prix à terme d'électricité aux Etats-Unis observée sur la période.

3.3.5. AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

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

Au premier semestre 2012, les autres produits et charges d'exploitation incluaient un produit de 177 millions d'euros concernant ERDF et résultaient principalement d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT²³ (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment), ainsi que les effets de la prise de contrôle d'Edison par le Groupe à hauteur de (51) millions d'euros.

3.4. RESULTAT FINANCIER

<i>(En millions d'euros)</i>	1 ^{er} semestre 2013	1 ^{er} semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 203)	(1 240)	37	-3,0
Effets de l'actualisation	(1 482)	(1 550)	68	-4,4
Autres produits et charges financiers	1 018	993	25	+2,5
Résultat financier	(1 667)	(1 797)	130	-7,2

Le résultat financier correspond à une charge de 1 667 millions d'euros au premier semestre 2013, en diminution de 130 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012. Ceci s'explique par :

- une diminution des charges d'intérêt (-3,0%), en raison d'une stabilité de la dette brute long terme liée à l'émission d'un emprunt perpétuel et d'une baisse du coupon moyen liée à l'évolution des taux sur la période
- une diminution des charges d'actualisation de 68 millions d'euros provenant essentiellement de la France et liée à la baisse des taux d'actualisation
- une augmentation de 25 millions d'euros des autres produits et charges financiers.

²³ HTA-BT : haute tension A – basse tension.

3.5. IMPOTS SUR LES RESULTATS

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 531 millions d'euros au premier semestre 2013, correspondant à un taux effectif d'impôt de 37,2% (charge de 1 235 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,5% au premier semestre 2012).

Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2013 au résultat avant impôt au 30 juin 2013. La hausse du taux effectif d'impôt entre le premier semestre 2012 et le premier semestre 2013 s'explique principalement par l'impact des nouvelles lois de finances en France et par un effet positif lié à la baisse d'un point du taux d'imposition au Royaume-Uni sur le premier semestre 2012, sans équivalent au premier semestre 2013.

3.6. QUOTE-PART DE RESULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIEES

Le Groupe enregistre un produit de 379 millions d'euros au premier semestre 2013, en croissance de 36 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012, principalement en raison de la hausse du résultat de RTE.

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

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle²⁴ s'élève à 92 millions d'euros au premier semestre 2013, en baisse de 38 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012. Cette variation s'explique essentiellement par l'évolution défavorable du résultat d'EDF Luminus.

3.8. RESULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 877 millions d'euros au premier semestre 2013, en hausse de 3,5% par rapport au premier semestre 2012.

3.9. RESULTAT NET COURANT

Le résultat net courant²⁵ s'établit à 3 068 millions d'euros au premier semestre 2013, en progression de 112 millions d'euros soit 3,8% par rapport au premier semestre 2012.

²⁴ Anciennement libellé Intérêts minoritaires.

²⁵ Résultat net hors éléments non récurrents et hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts.

Eléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2013 (-191 M€) :

- -188 millions d'euros pour divers risques et dépréciations.
- -3 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt.

Eléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2012 (-177 M€) :

- +113 millions d'euros de reprise de provision pour renouvellement liée au changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs.
- -51 millions d'euros d'effet de la prise de contrôle de TdE/Edison.
- -304 millions d'euros pour divers risques et dépréciations (principalement aux Etats-Unis chez CENG).
- +65 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt.

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 les prêts du Groupe à RTE depuis 2010 et aux sociétés en contrôle conjoint depuis 2012.

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

En millions d'euros	1er semestre 2013	1er semestre 2012 ⁽⁴⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	9 698	9 071	627	+6,9
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(48)	(779)	731	
Frais financiers nets décaissés	(1 011)	(814)	(197)	
Impôt sur le résultat payé	(977)	(892)	(85)	
Autres éléments	248	-	248	
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	7 910	6 586	1 324	+20,1
Variation du besoin en fonds de roulement net	(2 800)	(2 458)	(342)	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(6 547)	(5 884)	(663)	
Free cash flow	(1 437)	(1 756)	319	
Dotations actifs dédiés France	(20)	(366)	346	
Investissements financiers nets	2 361	(583)	2 944	
Dividendes versés	(187)	(1 187)	1 000	
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	-	6 125	
Autres variations ⁽²⁾	334	164	170	
(Augmentation)/ diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	7 176	(3 728)	10 904	
Effet de la variation du périmètre	148	(2 292)	2 440	
Effet de la variation de change	387	(452)	839	
Autres variations non monétaires ⁽³⁾	135	41	94	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	7 846	(6 431)	14 277	
Endettement financier net ouverture	41 575	33 285		
Endettement financier net clôture	33 729	39 716		

⁽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⁾ Principalement augmentations de capital souscrites par des minoritaires, variation des intérêts courus sur la dette, participations reçues sur biens en concession et subventions d'investissements.

⁽³⁾ Correspondent principalement aux variations de juste valeur et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

⁽⁴⁾ Données 2012 retraitées pour intégrer le changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel (IAS 19 révisée) ; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de -4 millions d'euros et +4 millions d'euros respectivement.

4.1. CASH FLOW OPERATIONNEL

Le cash flow opérationnel s'établit à 7 910 millions d'euros sur le premier semestre 2013 contre 6 586 millions d'euros sur le premier semestre 2012, soit une augmentation de 1 324 millions d'euros (+20,1%).

Cette variation s'explique principalement par la hausse de l'EBE hors éléments non monétaires (+1 358 millions d'euros) et la hausse des Autres éléments (+248 millions d'euros) liée essentiellement au dividende reçu de RTE.

Ces effets positifs sont en partie compensés par l'augmentation des frais financiers nets (-197 millions d'euros) et par l'augmentation de l'impôt payé sur le résultat (-85 millions d'euros) principalement en raison des écarts en France sur les paiements des soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents et des acomptes d'impôt relatifs à l'exercice en cours.

4.2. VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) a connu une variation de 2 800 millions d'euros sur le premier semestre 2013, proche de celle constatée sur la même période en 2012. Hors activité d'optimisation-trading, cette variation est de 2 294 millions d'euros et s'explique par :

- une baisse des dettes fournisseurs pour 1 458 millions d'euros. Cette baisse est essentiellement localisée en France, où elle est largement due à la saisonnalité, notamment celle constatée sur les volumes d'achats dans le domaine de la production et sur les obligations d'achats.
- une augmentation des créances clients pour 165 millions d'euros, notamment en France compte tenu du climat froid constaté sur le premier semestre.
- une variation de -663 millions d'euros des autres créances et dettes incluses dans le BFR, due en particulier à des paiements liés à l'externalisation des actifs de couverture des engagements de retraites en France.

Le BFR d'optimisation-trading évolue de -506 millions d'euros en raison notamment d'une hausse de l'activité sur le charbon.

4.3. INVESTISSEMENTS OPERATIONNELS BRUTS ²⁶

Les investissements opérationnels bruts s'élèvent à 6 619 millions d'euros à fin juin 2013, en augmentation de 386 millions d'euros, soit +6,2% par rapport à juin 2012.

En millions d'euros	1er semestre 2013	1er semestre 2012	Variation en valeur	Variation en %
Activités réseaux	1 596	1 491	105	+7,0
Activités non régulées	2 696	2 098	598	+28,5
Activités insulaires	204	317	-113	-35,6
France	4 496	3 906	590	+15,1
Royaume-Uni	660	758	-98	-12,9
Italie	154	176	-22	-12,5
Autre International	223	254	-31	-12,2
International	1 037	1 188	-151	-12,7
Autres activités	1 086	1 139	-53	-4,7
Investissements opérationnels	6 619	6 233	386	+6,2

²⁶ Investissements opérationnels avant cessions d'immobilisations.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

L'augmentation en **France** est de 590 millions d'euros, soit +15,1%.

Sur les activités réseaux, la hausse de 105 millions d'euros s'explique essentiellement par les investissements de raccordements et la modernisation du réseau.

Concernant les activités non régulées, l'augmentation de 598 millions d'euros se concentre sur la maintenance nucléaire (460 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine et d'amélioration des performances des tranches nucléaires. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

Cette hausse traduit également l'avancement du chantier de Flamanville 3.

S'agissant des activités insulaires, la diminution de 113 millions d'euros des investissements opérationnels réalisés sur le premier semestre 2013 par rapport à 2012 s'explique principalement par le cadencement différent entre les deux années des projets à Bellefontaine en Martinique et à Port Est sur l'île de La Réunion.

A l'**International**, la baisse des investissements opérationnels est de 151 millions d'euros (-12,7%) et s'explique principalement par la diminution des investissements liés aux énergies renouvelables au Royaume-Uni.

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels diminuent de 31 millions d'euros, soit -12,2%. La baisse se concentre principalement aux Etats-Unis (-18 millions d'euros) et en Europe continentale (-13 millions d'euros).

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en baisse de 53 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par une diminution des investissements d'EDF Energies Nouvelles (-115 millions d'euros) et dans une moindre mesure de Dalkia (-42 millions d'euros), partiellement compensée par l'avancement de la construction du terminal méthanier à Dunkerque (104 millions d'euros).

4.4. FREE CASH FLOW

Le free cash flow du Groupe au 30 juin 2013 est de -1 437 millions d'euros (contre -1 756 millions d'euros en 2012) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 7 910 millions d'euros (cf. § 4.1)
- une consommation de BFR sur le premier semestre 2013 de 2 800 millions d'euros (cf. § 4.2)
- des investissements opérationnels bruts de 6 619 millions d'euros (cf. § 4.3).

4.5. DOTATION AUX 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 des engagements nucléaires de long terme (20 666 millions d'euros).

L'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 a permis la couverture de 100% des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés. En conséquence, les dotations ont été interrompues depuis février 2013 et s'élèvent pour les six premiers mois de l'année 2013 à 20 millions d'euros, en diminution de 346 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012.

4.6. INVESTISSEMENTS FINANCIERS NETS

Sur le premier semestre 2013, les Investissements financiers nets correspondent à un encaissement de 2 361 millions d'euros provenant principalement des opérations suivantes :

- le retrait d'actifs dédiés pour 2 407 millions d'euros. L'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés (cf. § 4.5) a permis ce retrait tout en assurant une couverture de 100% des passifs nucléaires éligibles.
- l'encaissement en mars 2013 de 196 millions d'euros suite à la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni ;
- les investissements de croissance externe (-216 millions d'euros), dont notamment l'augmentation de la participation d'Estag (+34,57%) dans la société SSG, le projet Taishan et divers investissements financiers chez EDF Energies Nouvelles.

4.7. DIVIDENDES

Les dividendes versés en numéraire (187 millions d'euros) correspondent aux dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires, principalement Centrica au Royaume-Uni (127 millions d'euros).

La diminution des dividendes versés par rapport au premier semestre 2012 (-1 000 millions d'euros) s'explique par le paiement le 8 juillet 2013 du solde du dividende 2012, le solde du dividende 2011 ayant été payé en juin 2012. Ce décalage de paiement sur le second semestre s'explique par la possibilité pour chaque actionnaire d'opter pour le paiement en actions du dividende à hauteur de 0,10 euro par action pendant le délai d'option (du 6 juin au 26 juin inclus).

4.8. EMPRUNT PERPETUEL

En janvier 2013, le Groupe a émis un emprunt perpétuel pour un montant équivalent de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction) réparti en plusieurs tranches libellées en plusieurs devises :

- 3 000 millions de dollars américains à 5,25% avec option de remboursement à 10 ans
- 1 250 millions de livres sterling à 6% avec option de remboursement à 13 ans
- 1 250 millions d'euros à 4,25% avec option de remboursement à 7 ans
- 1 250 millions d'euros à 5,375% avec option de remboursement à 12 ans.

Le détail de cet emprunt figure au § 5.1.1.2. ci-après.

4.9. EFFETS PERIMETRE ET CHANGE

L'effet périmètre correspond essentiellement aux acquisitions et cessions réalisées par EDF Energies Nouvelles sur le premier semestre 2013 (146 millions d'euros).

L'effet change (forte dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro alors que le dollar américain s'apprécie légèrement²⁷) a un impact favorable de +387 millions d'euros sur la variation de l'endettement financier net du Groupe au cours du premier semestre 2013.

²⁷ Dépréciation de 5,0% de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2012 1,2253 €/£ ; 30 juin 2013 1,1666 €/£.
Appréciation de 0,9% du dollar américain par rapport à l'euro : 31 décembre 2012 0,7579 €/€\$; 30 juin 2013 0,7645 €/€\$.

4.10. ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 33 729 millions d'euros au 30 juin 2013. Il était de 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012. Il diminue donc de 7 846 millions d'euros sur le premier semestre 2013 malgré un free cash flow négatif (1 437 millions d'euros, cf § 4.4). Cette diminution s'explique principalement par l'émission d'un emprunt perpétuel en janvier 2013 (6 125 millions d'euros) et le retrait d'actifs dédiés en mars 2013 (2 407 millions d'euros) suite à l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés.

4.11. RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2013	31 décembre 2012 proforma ⁽¹⁾	31 décembre 2012 retraité
Endettement financier net / EBE	2,0	2,4 ⁽²⁾	2,6 ⁽²⁾
Endettement financier net / (Endettement financier net + capitaux propres) ⁽³⁾	47%	56%	57%

⁽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⁾ Les ratios 2012 EFN/EBE comprennent au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100% et le retraitement lié à l'application de la norme IAS19 révisée.

⁽³⁾ Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle et retraités suite à l'application de la norme IAS19 révisée.

5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES

La politique et les principes de gestion et de contrôle des risques marchés du Groupe sont énoncés en Section 9.5 du document de référence 2012 et n'ont pas connu de changement significatif au cours du premier semestre 2013.

Les informations ci-dessous présentent les variations significatives intervenues au cours du premier semestre 2013 sur les données financières relatives à la gestion et au contrôle des risques marchés.

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 2013, les liquidités du Groupe s'élevaient à 18 194 millions d'euros contre 16 163 millions d'euros au 31 décembre 2012 et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 9 070 millions d'euros contre 8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012.

5.1.1.2. Gestion du risque de liquidité

Au cours du premier semestre 2013, EDF SA a procédé à de nouvelles émissions obligataires :

- 120 millions d'euros avec un coupon annuel de 3,450% et de maturité 20 ans (en date du 25 janvier 2013)
- 100 millions d'euros avec un coupon annuel de 3,286% et de maturité 20 ans (en date du 31 mai 2013)
- 100 millions d'euros avec un coupon annuel de 2,991% et de maturité 20 ans (en date du 19 juin 2013)

Sont arrivées à échéance au cours du premier semestre 2013 deux lignes d'émissions : la première d'un montant de 300 millions de francs suisses le 31 janvier 2013, la seconde d'un montant de 1 395 millions d'euros le 23 janvier 2013.

Par ailleurs EDF a procédé à des émissions de titres obligataires hybrides (dette perpétuelle) en trois devises pour un montant équivalent de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction). Les tranches euros et sterling ont été négociées le 22 janvier 2013. La tranche dollar a été négociée le 23 janvier 2013. Ces titres sont de maturité perpétuelle mais comportent une option de remboursement au pair à la main de l'émetteur fixée aux dates de paiement du coupon au-delà d'une certaine durée contractuelle. Les tranches se décomposent comme suit :

- 1 250 millions de livres sterling avec un coupon semi-annuel de 6% avec option de remboursement à 13 ans et à chaque date d'intérêt ensuite,
- 3 000 millions de dollars avec un coupon semi-annuel de 5,250% avec option de remboursement à 10 ans et à chaque date d'intérêt ensuite,
- 1 250 millions d'euros avec un coupon annuel de 4,250% avec option de remboursement à 7 ans et à chaque date d'intérêt ensuite,
- 1 250 millions d'euros avec un coupon annuel de 5,375% avec option de remboursement à 12 ans et à chaque date d'intérêt ensuite.

La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 9 ans au 30 juin 2013 contre 8,5 ans au 31 décembre 2012 ; celle d'EDF SA à 10 ans contre 9,6 ans au 31 décembre 2012.

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 2013.

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.

Edison est en cours d'intégration et les lignes de financement externe au fur et à mesure de leurs échéances sont progressivement remplacées par des financements Groupe.

A échéance de leur crédit syndiqué en avril 2013, Edison a remboursé d'une part, le tirage de 1,15 milliard d'euros effectué à fin décembre 2012 et d'autre part, le tirage de 350 millions d'euros effectué au cours du premier trimestre 2013.

Ce crédit a été refinancé par la mise en place de deux lignes de crédit bilatéral avec le groupe EDF :

- un prêt accordé par EDF IG d'un montant de 800 millions d'euros et de maturité 7 ans,
- une ligne de crédit revolving avec EDF SA d'un montant de 600 millions d'euros et de maturité 2 ans, utilisée à hauteur de 400 millions d'euros au 30 juin 2013.

5.1.2. NOTATION FINANCIERE

Au 30 juin 2013, 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 Moody's Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable Aa3 assortie d'une perspective négative A+ assortie d'une perspective négative ⁽¹⁾	A-1 P-1 F1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's Moody's	A assortie d'une perspective négative n.a. ⁽²⁾	A-1 n.a.
Edison	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	BBB sous surveillance positive Baa3 assortie d'une perspective négative n.a. ⁽³⁾	A-2 n.a. n.a.

n.a. : non applicable.

⁽¹⁾ Placement en perspective négative d'EDF par l'agence Fitch Ratings le 01/07/2013 (l'évolution des tarifs de l'électricité étant jugée insuffisante pour maintenir un niveau d'endettement conforme à une notation A+).

⁽²⁾ Arrêt du suivi de notation par l'agence Moody's pour EDF Energy le 17/04/2013.

⁽³⁾ Arrêt du suivi de notation par l'agence Fitch Ratings pour Edison le 20/02/2013.

5.1.3. GESTION DU RISQUE DE CHANGE

La dette brute du Groupe au 30 juin 2013 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 61% en euros, 23% en livres sterling, 10% en dollars américains. Le solde, s'élevant à 6%, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

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

30 juin 2013 (En millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	33 153	39	33 192	61%
USD	9 638	-4 304	5 334	10%
GBP	7 374	4 898	12 272	23%
Autres devises	3 820	-633	3 187	6%
TOTAL DES EMPRUNTS	53 985	0	53 985	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 2013.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 2013 (En millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10% du cours de change	Dette après variation défavorable de 10% du cours de change
EUR	33 192	-	33 192
USD	5 334	533	5 867
GBP	12 272	1 227	13 499
Autres devises	3 187	319	3 506
TOTAL DES EMPRUNTS	53 985	2 079	56 064

Le tableau ci-dessous présente la position de change au 30 juin 2013 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 2013 ⁽¹⁾	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2012
USD	178	430
CHF (Suisse)	159	473
HUF (Hongrie)	38 027	34 758
PLN (Pologne)	1 192	869
GBP (Royaume-Uni)	4 787	3 189
BRL (Brésil)	772	626
CNY (Chine)	5 954	5 870

⁽¹⁾Les positions des actifs nets sont celles obtenues à fin mars 2013

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 31 mars 2013, 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 2013.

5.1.4. GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTERET

Au 30 juin 2013, la dette du Groupe après prise en compte des instruments de couverture se répartit en 79% à taux fixe et 21% à taux variable à des niveaux stables depuis le 31 décembre 2012.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1% entraînerait une augmentation des charges financières, au 30 juin 2013, d'environ 113 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 3,9% au 30 juin 2013 contre 3,7% au 31 décembre 2012.

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 2013.

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

30 juin 2013 (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	48 124	-5 476	42 648	-
A taux variable	5 861	5 476	11 337	113
TOTAL DES EMPRUNTS	53 985	0	53 985	113

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 30,2% en actions à fin juin 2013, soit un montant actions de 2,5 milliards d'euros.

Au 30 juin 2013, 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 38,6% en actions, ce qui représente un montant actions de 336 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2013, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 31,7% en actions, soit un montant de 1 323 millions de livres sterling.

Fonds CENG

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

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Au cours du premier semestre 2013, les placements corrélés actions au sein de la gestion trésorerie long terme s'élevaient à 2,8 millions d'euros et restent en cours de liquidation.

Titres de participation directe

Au 30 juin 2013, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 193 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,05% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 30 juin 2013, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 102 millions d'euros. La volatilité est estimée à 39,55% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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 2013²⁸, la valeur globale du portefeuille s'élève à 20 666 millions d'euros contre 17 642 millions d'euros au 31 décembre 2012 (retraité de l'effet sur la valorisation des titres RTE de l'application rétrospective d'IAS 19 révisée). Sa composition est la suivante :

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
S/portefeuille actions	33,8 %	41,6 %
S/portefeuille obligataire	27,3 %	39,4 %
Actifs sans risque	26,9 %	5,4 %
Actions RTE	12,0 %	13,6 %
TOTAL	100 %	100 %

Le tableau ci-après présente la performance par sous-portefeuille au 30 juin 2013 et 31 décembre 2012 :

(En millions d'euros)	30/06/2013 Valeur boursière ou de réalisation	Performance au 30/06/2013		31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation	Performance annuelle au 31/12/2012	
		Portefeuille	Indice de référence ²⁹		Portefeuille	Indice de référence ³⁰
S/portefeuille Actions	6 984	+8,2%	+8,2%	7 343	+13,8%	+14,4%
S/portefeuille Taux	5 638	-1,1%	+0,1%	6 937	+10,3%	+10,6%
Total Portefeuille Actions et Obligations	12 622	+3,7%	+4,0%	14 280	+12,0%	+12,6%
S/portefeuille Trésorerie ⁽¹⁾				953	+1,1%	+0,2%
Total Portefeuille financier	12 622	+3,7%	+4,0%	15 233	+11,1%	+12,6%
Actifs sans risque	5 571	+0,7%	- %			
Actions RTE	2 473	+7,0%		2 409 ³¹		
TOTAL des Actifs Dédiés après couverture	20 666	+4,1%		17 642	+10,4%	

⁽¹⁾ Les actifs du sous-portefeuille Trésorerie ont été transférés dans les « Actifs sans Risque »

Le premier semestre 2013 a été marqué par deux phases. Dans une première phase, dans la continuité de l'année 2012, qui a marqué un retour de la confiance des marchés dans l'euro et une croissance américaine stable, les marchés boursiers ont monté sur toutes les zones. En particulier, le Japon a été tiré par la mise en place de nouvelles politiques économique, budgétaire et monétaire, et les Etats-Unis par l'amélioration de leur situation économique, alors que les marchés émergents étaient à la traîne avec une croissance chinoise décevante. Les marchés obligataires

²⁸ Il s'agit en réalité de cotations au 28 juin 2013 car le 30 juin 2013 était un dimanche.

²⁹ 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 global 49% indice actions et 51% indice taux.

³⁰ Indice de référence en 2012 : MSCI World DN couvert en euro à 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille global 50% indice actions et 50% indice taux.

³¹ Pro-forma après changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel.

étaient marqués par une course au rendement caractérisée par une baisse des spreads généralisée. L'annonce par la Fed en deux temps, à partir de mi-avril, d'une possible inflexion de sa politique vers moins d'assouplissement quantitatif a conduit le marché à une brutale rotation. Les marchés actions ont alors baissé, menés par les marchés émergents, alors que les spreads remontaient un peu sur le marché obligataire.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier termine positivement le semestre à +3,7%. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de +4,0%. L'écart s'explique par le maintien d'une prudence de gestion avec une diversification des actifs supérieure à celle de l'indice et une moindre volatilité, et dans la poche obligataire le choix de conserver une exposition réduite sur les périphériques de la zone euro, notamment sur l'Espagne.

Par ailleurs, dans le cadre de la révision régulière de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs réels engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé une nouvelle allocation stratégique qui est entrée en vigueur début 2013, avec une période de transition de deux ans pour la mettre en œuvre. Elle se compose d'actifs réels (18% d'actifs d'infrastructures incluant les titres RTE affectés, 4% d'actifs immobiliers, 2% d'actifs non cotés) en complément du portefeuille financier (37% d'actions internationales et 39% d'obligations). L'indice du sous-portefeuille actions est dorénavant le MSCI World AC DN couvert en euro à 50% hors devises pays émergents.

En application du décret du 23 février 2007, l'État a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme. Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4 879 millions d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2 379 millions d'euros pro-forma fin 2012, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2 500 millions d'euros pro-forma fin 2012, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100% des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

En réalisé, la dotation totale au titre du premier semestre 2013 s'élève à 2 502 millions d'euros, résultant de l'affectation de la créance CSPE (4 889 millions d'euros au 13 février 2013 en incluant le coupon couru) nette des retraits (2 407 millions d'euros en réalisé) et de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » s'élève à 6 984 millions d'euros à fin juin 2013. 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 2013 à 10,1% 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 705 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin juin 2013, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (5 638 millions d'euros) s'établit à 5,2, 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 293 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 5,06 à fin décembre 2012.

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 l'élaboration d'une consolidation semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un

suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse depuis le début de la crise financière au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie. De plus, depuis fin 2012, un outil de consolidation permet de fiabiliser le processus et de le rendre plus réactif.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin mars 2013. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 85% de classe *investment grade*. Cette valeur est en légère hausse par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2012.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2013	8%	21%	40%	16%	3%	0%	1%	11%	100%
au 30/09/2012	7%	23%	39%	14%	2%	1%	1%	13%	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 31/03/2013	2%	37%	6%	44%	11%	100%
au 30/09/2012	4%	38%	7%	39%	12%	100%

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. La gestion du risque de contrepartie pour cette filiale prévoit la mise en place de limites explicites par contrepartie, en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

Dans le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie (EDF SA et *cash pooling*) vis-à-vis des pays périphériques. Les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie et à l'Irlande (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre, Espagne,...) pour des échéances de moins d'un an. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* et considérées comme systémiques par le Conseil de stabilité financière (donc présentant un risque de défaut faible) sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.2. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES ENERGIES

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2012.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 9.5.2 du document de référence 2012 ; ils n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2012.

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, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de trading.

Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe évoqués ci-dessus sont partiellement appliqués pour CENG (sur la part de l'énergie revenant à EDF). Pour Edison, le déploiement de ces principes a débuté en 2012 avec la consolidation des positions d'Edison dans le profil des risques du Groupe. Il se poursuit dans le cadre du projet d'intégration d'Edison au groupe EDF.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs des indicateurs de risques qui encadrent l'engagement d'EDF Trading sur les marchés sur le premier semestre 2013 et le second semestre 2012 :

Les *stop-loss* n'ont pas été activés au cours du premier semestre 2013.

(En millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2013	2 ^{ème} semestre 2012
Limite ³² VaR (97,5 % un jour)	45	45
Limite <i>stop-loss</i>	225	225
VaR minimum	3,8	2,6
VaR moyenne	5,5	7,1
VaR maximum	8,7	11,4

³² La limite de VaR prend en compte la diversification des risques entre les activités d'EDF Trading et celles d'EDF Trading North America. Elle ne considère aucune diversification liée à la Joint Venture Chubu dont la limite de VaR de 2 millions d'euros est additionnée à la limite de VaR d'EDF Trading de 43 millions d'euros.

6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 26 des annexes aux comptes consolidés résumés du premier semestre 2013.

7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2013

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2012.

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 2012.

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 2013, 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 2012. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2012.

8.1. PROCEDURES CONCERNANT EDF

Réseau d'alimentation général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a confirmé l'arrêt du Tribunal du 15 décembre 2009. La Commission a adopté, le 2 mai 2013, une décision de réouverture de la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre la Commission et l'Etat français.

Solaire Direct

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct soutient que le groupe EDF aurait exploité abusivement sa position dominante sur les différents marchés de l'électricité pour pénétrer, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties («EDF ENR»), le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie et freiner ainsi l'entrée de nouveaux entrants sur ce marché.

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de

concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site internet du Conseil, dans le cadre d'une procédure de *market test*, afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

Début 2009, l'Autorité de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct, ce qui ne préjuge en rien le résultat de la procédure. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estimait que les moyens de communication utilisés par EDF entretenaient une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et, d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale. Dans une décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence a ainsi enjoint à EDF (i) de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel® d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) de faire cesser, par les agents répondant au 39 29 (numéro dédié réservé aux particuliers et aux clients d'EDF), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) de mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 39 29, cette injonction visant non seulement la prise de rendez-vous, mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque, et enfin (iv) de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

À l'issue d'une instruction au fond, l'Autorité de la concurrence s'est réunie en séance le 11 juin 2013. Sa décision devrait être rendue à l'automne. Si l'Autorité de la concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière en application des dispositions de l'article L.464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10% du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Fessenheim

Une association et des particuliers ont déposé le 25 juillet 2008 un recours gracieux demandant aux ministres chargés de la sûreté nucléaire (ministres chargés de l'énergie et de l'écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'ASN, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011, appel rejeté par un arrêt de la Cour administrative d'appel de Nancy du 16 mai 2013.

Les mêmes requérants ont déposé un recours gracieux le 18 avril 2011 demandant aux ministres chargés de la sûreté nucléaire et à l'ASN de suspendre le fonctionnement de la centrale de Fessenheim. Les requérants fondent leur recours sur les articles 34 et 35 du décret du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, qui permet aux ministres ou à l'ASN de suspendre une installation nucléaire de base en cas de risques graves. Après les refus des ministres et de l'ASN de faire droit à leur demande, les requérants ont respectivement saisi le Tribunal administratif de Strasbourg (pour les décisions implicites de rejet des ministres) et le Conseil d'État (pour la décision implicite de rejet de l'ASN).

Par une ordonnance du 9 mars 2012, le Président du Tribunal administratif de Strasbourg a renvoyé devant le Conseil d'État les requêtes portant sur les décisions implicites de rejet des ministres. Par décision en date du 28 juin 2013, le Conseil d'État a rejeté les requêtes estimant que l'existence de risques graves et imminents pour la protection de la sécurité, de la santé et de la salubrité publiques, de la nature et l'environnement justifiant la suspension de la centrale n'était pas démontrée.

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir Du Nucléaire demandent la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier, demande rejetée par une ordonnance du Conseil d'État du 10 avril 2013.

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

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

Une troisième requête, dont l'instruction est toujours en cours, a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'État visant également à demander l'annulation du décret.

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, en août 2012, un recours en cassation devant le Conseil d'Etat.

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 14 janvier 2013, rejeté cette demande pour défaut d'urgence.

Association Vent de colère – Recours contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs de rachat de l'éolien

A 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'Etat 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'Etat ou au moyen de ressources d'Etat au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'Etat.

Le 11 juillet 2013, l'avocat général de la Cour de justice de l'Union européenne a rendu ses conclusions, estimant que ce mécanisme de financement relève bien de la qualification d'intervention de l'Etat ou au moyen de ressources d'Etat. La Cour devrait rendre sa décision dans les mois à venir, étant rappelé qu'elle n'a pas l'obligation de suivre les conclusions de son avocat général.

Une fois la décision de la Cour rendue, l'instruction reprendra devant le Conseil d'Etat, qui devra alors définitivement statuer sur le recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008.

Superphénix

A la suite de la décision de l'Etat d'abandonner le projet de construction du réacteur nucléaire Superphénix, AREVA NC considère qu'EDF doit prendre en charge d'une part, des prestations préparatoires à la construction du cœur 3 et d'autre part, le coût de traitement des déchets de fabrication des cœurs 1 et 2 en vue d'en récupérer le plutonium excédentaire. Faute d'accord amiable entre les sociétés, AREVA NC a décidé d'assigner EDF le 19 juin 2013 afin de la voir condamnée à payer une somme à parfaire de 148 millions d'euros (aux conditions économiques initiales). L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris est prévue le 5 septembre 2013.

8.2. PROCEDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

8.2.1. ERDF

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'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.

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

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

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

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.

Suites de l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2009-2013.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du «coût moyen pondéré du capital» (CMPC): le Conseil d'État a jugé cette méthode «erronée en droit», au motif qu'elle ne prend pas en considération «les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (...) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations».

L'annulation ainsi prononcée a pris effet le 1er juin 2013. Le dispositif applicable à compter du 1^{er} juin 2013 est décrit au § 2.2.3.1.4.

8.2.2. EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les premiers mémoires en demande de Neckarpri et en défense d'EDF ont été échangés y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommage et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. Après un échange supplémentaire de mémoires, les auditions auront lieu fin janvier 2014 et la sentence devrait être rendue au premier semestre 2014.

9. PERSPECTIVES FINANCIERES

Les résultats du premier semestre 2013 ont connu une évolution positive, grâce notamment à l'amélioration de la production hydraulique et à un effet climat favorable, en partie compensés par le calendrier des arrêts programmés de la production nucléaire. Par ailleurs, la conclusion plus rapide des renégociations par Edison de certains contrats de fourniture de gaz participe à l'évolution favorable des résultats du semestre.

Dans ce contexte, pour l'ensemble de l'année 2013, le Groupe :

- relève ses objectifs de performance opérationnelle :
 - une croissance de l'EBE³³ hors Edison au moins égale à 3%
 - un EBE Edison d'environ 1 milliard d'euros
- et confirme ses objectifs financiers :
 - un ratio d'endettement financier net / EBE compris entre 2x et 2,5x
 - un taux de distribution des dividendes compris entre 55% et 65% du résultat net courant.

Ces objectifs financiers s'appuient notamment sur le déploiement d'un plan d'optimisation des coûts qui se déroule conformément aux prévisions, avec un taux d'atteinte de 35% à fin juin, touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements, et conduisant à 1 milliard d'euros d'économies dès 2013.

Pour 2013, EDF vise un montant d'investissements nets compris dans une fourchette de 12 à 12,5 milliards d'euros qui dépend du calendrier de réalisation de certaines opérations de cessions.

³³ Croissance à périmètre et change constants.