



RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 30 JUIN 2011

Le présent Rapport financier semestriel 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 2011 ») 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 2010.

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 - Déclaration de la personne physique assumant la responsabilité du Rapport financier semestriel
- 2 - Rapport semestriel d'activité au 30 juin 2011
- 3 - Comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2011
- 4 - Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2011 (période du 1er janvier au 30 juin 2011)

**Déclaration de la personne physique assumant la responsabilité
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 28 juillet 2011

Henri Proglio

Président-Directeur Général d'EDF



CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 28 JUILLET 2011

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE AU 30 JUIN 2011

Sommaire

1 - Chiffres clés	7
2 - Eléments de conjoncture et évènements marquants du premier semestre 2011	9
3 - Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour les deux premiers semestres 2010 et 2011	21
4 - Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements.....	33
5 - Gestion et contrôle des risques marchés	38
6 - Opérations avec les parties liées.....	44
7 - Principaux risques et incertitudes pour le second semestre 2011	44
8 - Faits marquants relatifs aux litiges en cours.....	44
9 - Perspectives financières.....	47

1 Chiffres clés

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 2011 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 2011. 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 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2011.

Données retraitées

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2011 du groupe EDF.

Conformément aux principes comptables, les données relatives au premier semestre 2010 ont été retraitées des éléments suivants par rapport aux données publiées :

- l'impact de l'application de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées »,
- le changement de présentation des activités d'optimisation de SPE, sans impact sur l'EBE.

Données ajustées

Dans le cadre de l'analyse des résultats du Groupe, la croissance organique en 2011 est mesurée par rapport aux données 2010 ajustées, c'est-à-dire au périmètre comparable 2011 : hors RTE, EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni.

Le tableau ci-dessous analyse le passage des données retraitées aux données ajustées.

	1 ^{er} semestre 2010 retraité	Impact mise en équivalence RTE	Impact cession EnBW ⁽¹⁾	Impact cessions Royaume-Uni ⁽¹⁾	Total des impacts	1 ^{er} semestre 2010 ajusté
En millions d'euros						
Chiffres d'affaires	33 538	(119)	-	(779)	(898)	32 640
EBE	9 557	(791)	-	(625)	(1 416)	8 141
Résultat d'exploitation	4 685	(493)	-	(399)	(892)	3 793
Résultat avant impôt ⁽²⁾	2 458	(328)	14	(303)	(617)	1 841
Résultat net part du Groupe	1 659	-	(359)	(222)	(581)	1 078
Résultat net courant ⁽³⁾	2 969	-	(387)	(222)	(609)	2 360

(1) y compris la rémunération des produits nets de cessions fixée par convention à 1% avant impôt.

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

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

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2011 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport aux données du premier semestre 2010 ajustées.

Extrait du compte de résultat consolidé

	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
En millions d'euros					
Chiffre d'affaires	33 464	32 640	+824	+2,5	+2,7
Excédent brut d'exploitation (EBE)	8 616	8 141	+475	+5,8	+6,2
Résultat d'exploitation	5 256	3 793	+1 463	+38,6	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 446	1 841	+1 605	+87,2	
Résultat net part du Groupe	2 554	1 078	+1 476	+136,9	
Résultat net courant	2 629	2 360	+269	+11,4	+12,5

Cash flow opérationnel

	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
En millions d'euros				
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	5 965	6 329	-364	-5,8

(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.

Le cash flow opérationnel à fin juin 2011 progresse de +5,6% en croissance organique par rapport au cash flow opérationnel ajusté à fin juin 2010.

Informations relatives à l'endettement financier

	30 juin 2011	31 décembre 2010	Variation en valeur	Variation en %
En millions d'euros				
Endettement financier net	29 206	34 389	-5 183	-15,1
Capitaux propres – part du Groupe	31 317	31 317	-	-
Endettement financier net/EBE	2,0 ⁽¹⁾	2,2 ⁽²⁾		

(1) Le ratio au 30 juin 2011 a été calculé sur la base de l'EBE cumulé du second semestre 2010 et du premier semestre 2011.

(2) Ratio 2010 avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable : au dénominateur, retraitement de l'EBE 2010 des réseaux au Royaume-Uni (10 mois) et de l'EBE de RTE (12 mois) ; au numérateur, retraitement d'EnBW.

2 Eléments de conjoncture et événements marquants du premier semestre 2011

2.1 Eléments de conjoncture

2.1.1 Evolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Au cours du premier semestre 2011, les prix de l'énergie en Europe ont été marqués par deux événements externes majeurs à répercussion mondiale : les tensions politiques en Afrique du Nord tout au long du semestre et l'accident nucléaire de mars à Fukushima.

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 2011 en base (€/MWh)	51,0	56,9	67,4	52,7
Variation 2011/2010 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	+13,2%	+31,2%	+9,7%	+27,8%
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2011 en pointe (€/MWh)	62,1	63,0	76,1	62,2
Variation 2011/2010 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	+10,6%	+26,4%	+5,1%	+21,4%

En **France**, malgré une fin d'hiver relativement douce, les prix spot de l'électricité se sont inscrits en hausse en raison de l'augmentation des prix du charbon.

Au **Royaume-Uni** et en **Italie**, la hausse des prix du gaz s'est traduite par une progression des prix spot de l'électricité, du fait de leur mix énergétique accordant une place importante aux centrales à Cycles Combinés à Gaz.

En **Allemagne**, les prix ont également beaucoup progressé du fait d'une hausse du prix des combustibles et d'une utilisation accrue des moyens de production à base de charbon et de fioul, suite au moratoire nucléaire.

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

	France	Royaume-Uni	Allemagne
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2011 en base (€/MWh)	57,3	62,9	56,2
Variation 2011/2010 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	+9,0%	+30,2%	+12,6%
Prix à terme en base au 30 juin 2011	55,7	63,3	56,7
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2011 en pointe (€/MWh)	71,7	70,8	69,0
Variation 2011/2010 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	-0,4%	+28,9%	+4,3%
Prix à terme en pointe au 30 juin 2011	71,0	71,6	70,8

¹ *France et Allemagne* : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEX 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.

² *France et Allemagne* : cotation moyenne EPD de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2011 puis avril 2012 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

Les contrats annuels base européens sont en hausse en moyenne par rapport au premier semestre 2010, surtout au **Royaume-Uni**, où la hausse des prix du gaz a entraîné une progression de l'ordre de 30% du prix à terme de l'électricité.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 9,0% à celui constaté au premier semestre 2010. En début d'année, l'évolution des prix des combustibles fossiles a induit une hausse proportionnelle des coûts des moyens de production thermique à flamme, conduisant à une augmentation du contrat annuel français.

A la mi-mars, l'accident de Fukushima, suivi du moratoire allemand et des remises en question du nucléaire dans certains pays d'Europe, a redessiné les futures sollicitations du parc de production. Les prix à terme de l'électricité en **France** ont alors augmenté brusquement d'environ 5€/MWh en raison des perspectives de changement structurel du parc de production européen et de l'augmentation des prix des combustibles. Jusqu'à fin mai, on a assisté à un mouvement de consolidation des prix puis au mois de juin, le contrat annuel base a évolué à la baisse dans le sillage des prix du CO₂ et des combustibles.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base progresse par rapport au premier semestre 2010. Les prix allemands ont été au premier semestre 2011 en moyenne inférieurs de 1,1 €/MWh aux prix français, contre 2,6 €/MWh au premier semestre 2010. Les annonces successives par l'Allemagne de la fermeture de centrales nucléaires d'abord pour trois mois, puis définitivement, ont entraîné une hausse des prix allemands plus importante que celle des prix français et de ce fait, une réduction du spread.

A partir de début juin, le différentiel de prix entre les contrats allemand et français s'est même inversé. La décision de l'arrêt définitif de huit centrales nucléaires outre-Rhin fin mai par le gouvernement allemand, alors que la disponibilité nucléaire française est importante depuis le début de l'année a entraîné une inversion du spread. Les prix allemands se sont maintenus au-dessus des prix français tout le mois de juin.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel « April Ahead » 2011 en base a suivi l'évolution à la hausse des prix à terme du gaz.

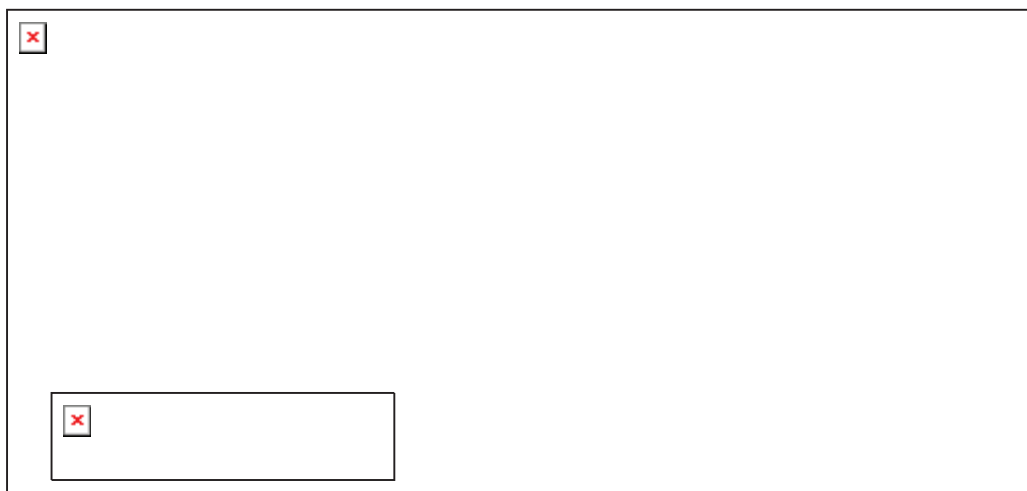
2.1.1.3 Evolution du prix des droits d'émission de CO₂³

Le prix des droits d'émission de CO₂ de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2011 s'est établi à 15,9 €/t au cours du premier semestre 2011, soit une hausse de 12,5% par rapport au premier semestre 2010. L'arrêt de plusieurs tranches nucléaires en Allemagne se traduira en effet par une plus forte sollicitation des centrales au charbon et au gaz et donc une augmentation des émissions CO₂ en Europe.

Cependant, courant juin, la Commission européenne a proposé une directive incitant les états membres à respecter l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20% entre 2008 et 2020, le rythme actuel ne permettant d'atteindre que la moitié de cet objectif. Les mesures proposées devraient donc avoir pour effet de réduire la consommation énergétique et donc les émissions de CO₂. Cette décision n'ayant pas été suivie de proposition de réduction des quotas alloués, cela a entraîné un recul du prix des droits d'émission de CO₂ sur la deuxième partie du mois de juin, clôturant le premier semestre 2011 à 13,5 €/t.

³ Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase II (2008-2012).

Evolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Allemagne et des prix des droits d'émissions de CO₂ (phase II 2008-2012)



2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles ⁴

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2011	125,6	111,4	64,9
Variation 2011/2010 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	+31%	+42,2%	+48,0%
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2011	134,5	126,7	71,8
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2011	114,8	93,3	56,1
Prix fin 1 ^{er} semestre 2010	101,5	75,0	53,0
Prix fin 1 ^{er} semestre 2011	128,6	112,5	68,3

Les prix à terme du charbon sont en hausse en moyenne par rapport au premier semestre 2010, portés par la prévision d'une demande allemande en charbon plus importante (suite à la décision d'arrêter de manière anticipée plusieurs centrales nucléaires) et par une demande croissante en Asie.

Le cours du pétrole a poursuivi sa hausse au cours du premier semestre 2011, dans un contexte de troubles politiques en Afrique du Nord, notamment en Libye, et a atteint un maximum de 126,7 \$/bl début avril. Il a toutefois fortement reculé par la suite, pour clôturer fin juin à 112,5 \$/bl. La crainte des acteurs du marché d'un ralentissement de la croissance de la demande, la baisse de l'euro par rapport au dollar générée par le problème des dettes souveraines en Europe et enfin la décision de l'Agence Internationale de l'Energie de puiser 60 Mbl dans ses réserves stratégiques ont entraîné un repli du prix du baril de Brent au cours du deuxième trimestre.

Le prix du contrat annuel de gaz naturel au **Royaume-Uni** a fortement progressé durant la première moitié du semestre par rapport au premier semestre 2010. A partir de février, les acteurs craignent une baisse de l'offre liée à une propagation du conflit libyen à d'autres pays producteurs de gaz. Par la suite, la situation consécutive à l'accident de Fukushima laisse prévoir un détournement important de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) vers le Japon ainsi qu'une

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

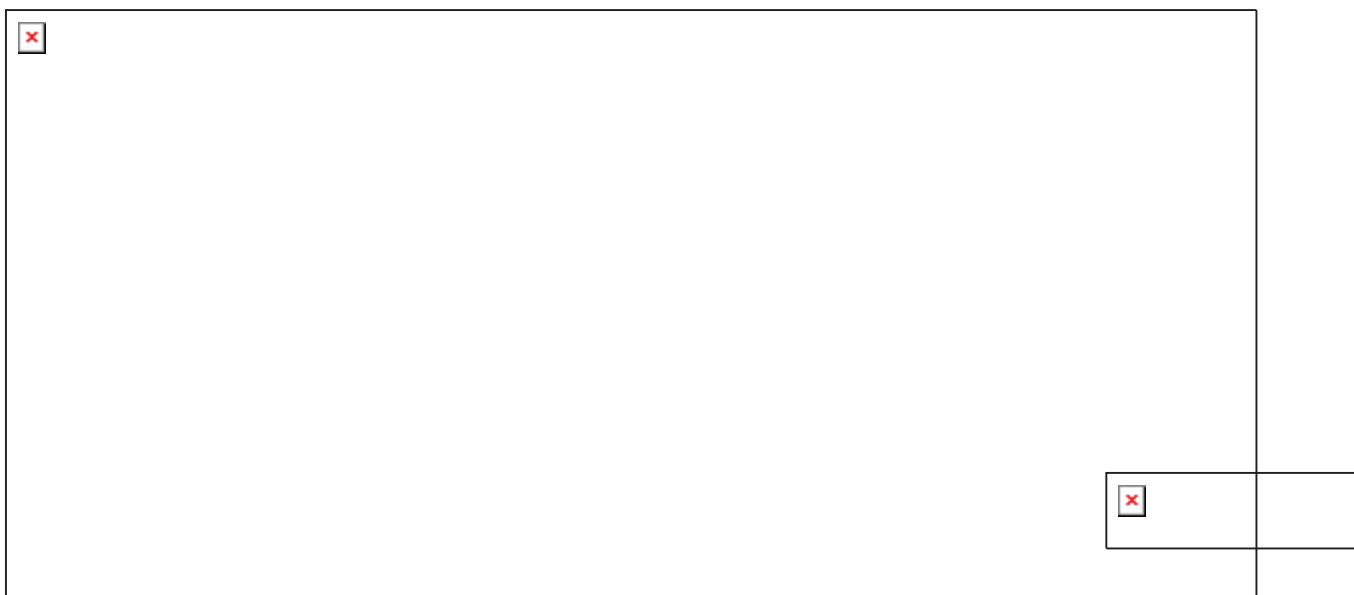
Pétrole : Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (front month) - (en \$/baril) ;

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.

demande en gaz plus importante en Europe. Au deuxième trimestre, des approvisionnements massifs en GNL au Royaume-Uni associés à une situation détendue sur le court terme qui permet des injections conséquentes dans les stocks, ont orienté les prix du contrat annuel à la baisse.

D'autre part, les prix spot en **Italie**⁵ se sont inscrits en hausse dans le sillage des prix anglais, bien que cette dernière ait été atténuée par l'effet change. Ce mouvement haussier a ponctuellement été amplifié par les troubles en Lybie, du fait de l'interconnexion existant entre ces deux pays.

Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.1.2 Consommation d'électricité⁶ et de gaz

Sur le premier semestre 2011, la consommation globale d'électricité en **France** a diminué de 5,6% par rapport à 2010. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus élevées que la normale, notamment au printemps, mais surtout bien supérieures à celles de l'année 2010, considérée comme la plus fraîche des deux dernières décennies avec 1996. Dans une moindre mesure, la baisse de la consommation d'Eurodif en 2011 joue également par rapport au premier semestre 2010 (-2,4TWh).

Pour le premier semestre 2011, la consommation intérieure d'électricité estimée est en diminution de 4,2% au **Royaume-Uni** et en progression de 1,6% en **Italie**⁷ par rapport au premier semestre 2010.

La consommation de gaz naturel en **France** a fortement diminué (-14%) au premier semestre 2011 par rapport au premier semestre 2010. Cette baisse s'explique avant tout par des températures sensiblement supérieures à celles du premier semestre 2010, elles-mêmes étant situées en-dessous des normales saisonnières. En données corrigées de l'aléa climatique, la consommation est stable. Cette stabilité masque toutefois des évolutions sectorielles contrastées : la consommation de la grande industrie et des centrales électriques s'inscrit ainsi en hausse sous l'effet d'une amorce de reprise économique, alors que celle du résidentiel, du secteur tertiaire et de la petite industrie (reliée au réseau de distribution) est en baisse, sous l'effet d'un contexte défavorable de prix du gaz.

⁵ Source EDF Trading.

⁶ Données France : Données brutes communiquées par RTE, non corrigées de l'impact des aléas climatiques.

⁷ Pour les pays autres que la France, estimations fournies par les filiales locales d'EDF.

2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

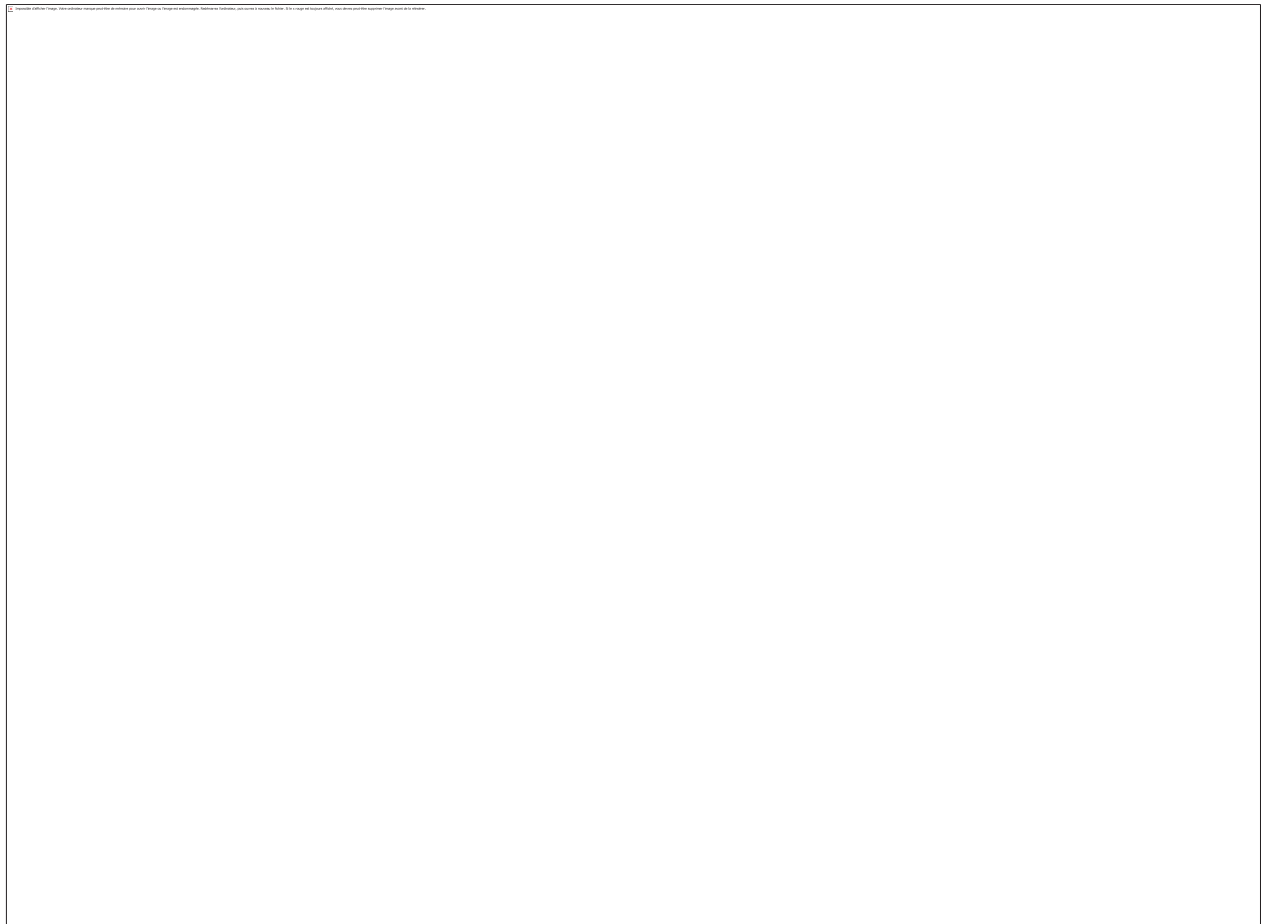
En **France**, par un arrêté du 28 juin 2011, le Ministre de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie Numérique a rehaussé en moyenne le tarif bleu (résidentiel) de 1,7% et les tarifs jaune et vert (industriels et grandes entreprises) de 3,2%. Cette hausse des tarifs est applicable depuis le 1^{er} juillet 2011.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a augmenté ses tarifs de l'électricité et du gaz pour les clients domestiques le 2 mars 2011, respectivement de 7,5% et de 6,5%. Ses tarifs de l'électricité avaient augmenté de 2,6% au 1er octobre 2010, tandis que ses tarifs du gaz avaient diminué de 3,6% le 26 mars 2010.

2.1.4 Conditions climatiques

2.1.4.1 Températures

Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2011 à juin 2011⁸



Les températures du premier trimestre en France se sont révélées en moyenne conformes aux normales saisonnières. En janvier, elles se sont situées légèrement en dessous avec $-0,3^{\circ}\text{C}$, puis un retour s'est amorcé en février pour déboucher sur un printemps marqué cette année par la persistance de conditions anticycloniques sur l'Europe. Le temps s'avère alors exceptionnellement chaud, sec et ensoleillé, ce qui se traduit par un écart positif par rapport à la

⁸ Rapport à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2011 à juin 2011. 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.

normale saisonnière de + 0.2°C en mars, + 2.2°C en avril et +1°C en mai. Cette forte anomalie sur les mois d'avril et mai a également été observée sur les pays voisins (Espagne, Italie, Suisse, Allemagne). En juin, les températures se sont légèrement rafraîchies et ont enregistré un écart moyen de -0,5°C par rapport à la normale.

2.1.4.2 Pluviométrie

Pluviométrie de janvier 2011 à juin 2011⁹



Le premier semestre 2011 est marqué sur une bonne partie de l'Europe – et notamment sur la France – par un important déficit pluviométrique qui s'est progressivement installé à partir de janvier avec un point d'orgue en avril et mai. Sur la France, le cumul pluviométrique sur les 5 mois de janvier à mai 2011¹⁰ est inférieur à la plupart des minima historiques relevés sur la même période au cours des 50 dernières années. Seules l'Espagne, la moitié sud de l'Italie, la Turquie et plus de la moitié de la Scandinavie (notamment la Norvège) ont connu des précipitations supérieures aux moyennes historiques.

Le productible hydraulique en France s'est progressivement dégradé au fil des mois pour atteindre en avril-mai des minima historiques sur l'ensemble du parc français ainsi que sur les grands fleuves où sont situées les centrales nucléaires. Ce phénomène de très faible hydraulicité au printemps a également affecté les pays voisins (notamment les bassins alpins de Suisse, Autriche et Italie du Nord) touchés par ces deux anomalies de pluie et de température.

⁹ Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de janvier 2011 à juin 2011.

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.

¹⁰ Données du mois de juin non disponibles à la date de publication de ce rapport.

2.2 Evénements marquants^{11/12}

2.2.1 Développements stratégiques

2.2.1.1 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange visant les actions de la société EDF Energies Nouvelles

EDF a annoncé le 8 avril 2011 le lancement d'une offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange portant sur les 50% du capital d'EDF Energies Nouvelles que le Groupe ne détenait pas. L'offre comportait une branche en numéraire au prix de 40 euros par action EDF Energies Nouvelles (coupon détaché) et une branche en titres, à raison de 13 actions EDF à émettre (jouissance 1^{er} janvier 2011) pour 11 actions EDF Energies Nouvelles (coupon détaché). Le 24 mai 2011, l'Autorité des marchés financiers (AMF) a déclaré conforme cette offre publique qui s'est déroulée du 27 mai au 16 juin 2011 inclus. A l'issue de l'offre, EDF détient désormais 75.012.639 actions représentant 96,71% du capital et des droits de vote d'EDF Energies Nouvelles.

Les actions non présentées à l'offre initiée par EDF ne représentant pas plus de 5% du capital ou des droits de vote, EDF a sollicité le 21 juillet 2011 auprès de l'AMF la mise en œuvre d'un retrait obligatoire des actions résiduelles pour un prix correspondant au prix de l'offre publique simplifiée d'achat, soit 40 euros par action EDF Energies Nouvelles. Le retrait obligatoire est soumis à une décision préalable de conformité de l'AMF. Le calendrier définitif de l'opération et la procédure du retrait obligatoire seront publiés par l'AMF et Euronext. A l'issue du retrait obligatoire, les actions EDF Energies Nouvelles seront radiées des négociations du marché Euronext Paris.

2.2.1.2 EDF et AREVA signent un accord technique et commercial

EDF et AREVA ont signé le 25 juillet un accord technique et commercial, qui est venu finaliser les discussions engagées après le Conseil de Politique Nucléaire réuni par le Président de la République le 21 février 2011, sur trois sujets clefs de la coopération entre EDF et AREVA :

- la poursuite de l'optimisation de l'EPR, sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours (Olkiluoto, Flamanville, Taishan 1 et 2),
- l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, afin d'accroître la performance opérationnelle des réacteurs et de préparer l'allongement de leur durée d'exploitation au-delà de 40 ans,
- la gestion du cycle du combustible, afin de qualifier de nouveaux produits combustibles et de renforcer la coopération industrielle sur le stockage des déchets radioactifs.

2.2.1.3 ERDF confirme son implantation en Russie par la signature d'un contrat de gestion déléguée

Le 17 juin 2011, dans le cadre du forum économique international de Saint-Pétersbourg, ERDF et la Holding MRSK ont conclu un contrat de gestion déléguée de la société russe de distribution d'électricité de Tomsk (TRK).

Lors du précédent forum économique international de Saint-Pétersbourg en juin 2010, les deux sociétés avaient conclu un protocole d'accord (« *Memorandum of Understanding* ») dont les principaux objectifs étaient notamment de développer une coopération dans la réalisation de projets de gestion déléguée de sociétés russes de distribution d'électricité et dans le domaine technique.

ERDF devient ainsi le premier partenaire étranger à conclure un contrat de gestion déléguée dans le domaine de la distribution en Russie.

¹¹ Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 8 du présent document.

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

2.2.1.4 Confirmation du projet d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque

Après approbation de son Conseil d'administration le 24 mai, EDF a annoncé le 29 juin sa décision finale d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque aux côtés de Fluxys G et Total, qui ont confirmé leur prise de participation à hauteur respectivement de 25% et 10% dans le capital de Dunkerque LNG, la société en charge de l'installation industrielle du terminal et désormais détenue à 65% par EDF.

Le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de m³ de gaz (Gm³) et augmentera d'environ 20% les capacités d'importation de gaz naturel sur le territoire français.

Grâce à ce terminal, EDF pourra se constituer un portefeuille d'approvisionnement équilibré et diversifié en gaz naturel. Le Groupe sera ainsi en mesure de mieux répondre à la demande de ses clients finals en offres bi-énergie (électricité + gaz) et d'optimiser l'approvisionnement de ses centrales de production électrique à partir de gaz. La localisation stratégique du terminal lui permettra de desservir tous les marchés d'Europe du Nord-Ouest.

Le montant de l'investissement global de ce projet d'envergure nationale et européenne s'élève à 1,5 milliard d'euros. Il sera porté par trois maîtres d'ouvrage : le Grand Port Maritime de Dunkerque en charge des infrastructures portuaires, EDF (à hauteur de 65%), pour l'installation industrielle et GRTgaz pour les raccordements sur les réseaux de transport de gaz.

2.2.1.5 Amendement du pacte d'actionnaires relatif à Edison et TdE

Dans le cadre de leurs discussions sur un nouveau projet industriel pour Edison et sur la structure actionnariale de TdE, A2A, Delmi et EDF ont convenu le 15 mars 2011 d'amender le pacte d'actionnaires relatif à Edison et TdE. Le délai pour dénoncer unilatéralement le pacte a ainsi été prolongé jusqu'au 15 septembre 2011. Si aucune objection au renouvellement du pacte d'actionnaires n'est notifiée par l'une des parties d'ici la date limite du 15 septembre, celui-ci sera renouvelé pour trois ans supplémentaires. Si une partie notifie d'ici là une objection il serait alors procédé à la dissolution de TdE selon un processus de mise aux enchères.

Le 26 avril 2011, le nouveau Conseil d'administration d'Edison (composé de 13 membres élus par l'Assemblée Générale des actionnaires, dont six sont nommés par EDF et six par Delmi) a procédé à la nomination de Bruno Lesœur en tant qu'administrateur délégué d'Edison, en remplacement d'Umberto Quadri.

2.2.1.6 Arrêté des comptes d'Edison

Le Conseil d'administration d'Edison a arrêté les comptes 2010 le 21 mars 2011. Ils font état d'un résultat net part du Groupe de 21 millions d'euros (240 millions en 2009). Ce montant comprend des dépréciations d'actifs à hauteur de 407 millions d'euros. Compte tenu du résultat social net négatif d'Edison, aucun dividende ne sera versé aux actionnaires en 2011 au titre de 2010. Pour le groupe EDF, ces éléments avaient été anticipés et provisionnés dans les comptes relatifs à l'exercice 2010.

2.2.1.7 Finalisation de la cession d'EnBW

Le Groupe a finalisé la cession, le 17 février 2011, de sa participation de 45,01% dans EnBW au Land du Bade-Wurtemberg, pour une somme d'environ 4,7 milliards d'euros (versement d'un montant de 4,5 milliards d'euros complétant un acompte initial de 169 millions d'euros reçu le 16 décembre 2010). Cette cession conduit à réduire l'endettement du Groupe de 7,3 milliards d'euros (dont 7,1 milliards d'euros sur l'exercice 2011).

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

L'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima suite au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 au Japon a conduit les autorités administratives des pays significatifs pour le Groupe à réagir sur les centrales en exploitation et sur les projets de nouvelles centrales.

Les événements décrits ci-après complètent le document de référence 2010 (chapitre 12) publié le 18 avril 2011.

- En France, dans sa lettre du 23 mars le Premier ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011 et a publié le 5 mai un certain nombre de décisions à destination de chacun des exploitants. Conformément à la décision qui le concerne, EDF remettra à l'ASN des rapports site par site d'ici le 15 septembre 2011, y compris pour les projets en cours. Les évaluations complémentaires de sûreté portent sur les marges de sûreté face à des phénomènes naturels extrêmes (séisme, inondation et leur cumul) ; elles s'intéressent aussi au cas de perte d'une ou plusieurs des fonctions de sûreté mises en cause à Fukushima (alimentations électriques et systèmes de refroidissement, cumul); enfin elles traitent de la gestion des accidents graves pouvant résulter de ces événements et des conditions du recours à la sous-traitance. Après examen de ces rapports, l'ASN publiera ses premières conclusions d'ici au 15 novembre 2011.

Dès le mois d'avril et en complément des évaluations complémentaires de sûreté, EDF a présenté à l'ASN ses premières propositions pour renforcer la sûreté et la maîtrise de son parc de production nucléaire devant le collège des commissaires de l'ASN. Après Fukushima, EDF a dégagé un premier programme d'actions à court, moyen et long termes, qui comporte plusieurs volets :

- l'évaluation des moyens techniques et humains au meilleur niveau d'ores et déjà prévus en cas d'accident,
- la création d'une « task force » nationale d'intervention rapide d'EDF pour renforcer le dispositif de crise, avec des matériels de transports et des moyens humains dédiés, mobilisables dans les 24 à 48 heures,
- un réexamen approfondi de la conception des centrales afin de s'assurer des marges de sûreté des installations face à des événements tels que les séismes, les inondations, les pertes d'alimentations électriques et de refroidissement.

- En Allemagne, le Gouvernement a annoncé le 30 mai 2011 que l'ensemble des réacteurs nucléaires allemands ne seraient plus en service au plus tard fin 2022.

- En Italie, dans le cadre du referendum organisé les 12 et 13 juin 2011, les électeurs ont voté en faveur de l'abrogation de la loi de juillet 2009 qui instaurait le retour du nucléaire dans la péninsule.

- Au Royaume-Uni, suite à la demande du Secrétaire d'Etat à l'Energie, le *Chief Inspector of Nuclear Installations* a publié un rapport intermédiaire le 18 mai 2011 sur les conséquences de Fukushima sur l'industrie Nucléaire britannique (« rapport Weightman »), qui ne remet pas en cause le programme nucléaire au Royaume-Uni. Les branches d'EDF Energy Production Nucléaire et Nouveau Nucléaire ont fourni une première réponse commune. L'*Office for Nuclear Regulation* a, pour sa part, appelé EDF Energy à participer aux stress tests, comme le veut la Commission européenne. La collaboration entre les différentes branches d'EDF Energy et le reste du groupe EDF se poursuit pour satisfaire à ces demandes dans les délais impartis.

- Aux États-Unis, l'autorité de sûreté américaine (NRC) a entrepris une revue systématique et méthodique de la sûreté des centrales nucléaires en exploitation, qui s'appuiera sur les analyses à court et long termes du retour d'expérience de l'accident au Japon. Le premier rapport d'étape publié le 19 juillet 2011 émet douze premières recommandations qui visent en priorité à réévaluer les risques sismique et d'inondation, accroître l'autonomie électrique des centrales, mieux prendre en compte le risque d'événements multi-réacteurs et renforcer la sécurité des systèmes d'aération des réacteurs de type BWR (Mark I et II), et de refroidissement de l'ensemble des piscines de stockage de combustible usé. Une seconde évaluation lui succédera d'ici fin 2011 incluant des recommandations à plus long terme. Les pouvoirs publics, par la voix du Président Obama et du Secrétaire d'Etat à l'Énergie, ont maintenu leur soutien à l'industrie nucléaire aux États-Unis.

2.2.3 Activités en France

2.2.3.1 Flamanville 3

Alors que des étapes ont été franchies sur le chantier de l'EPR de Flamanville ces derniers mois (réalisation du génie civil à hauteur de 80%, démarrage du montage des tuyauteries et des matériels mécaniques,...), deux accidents graves, dont un qui a partiellement suspendu les travaux de génie civil pendant de nombreuses semaines, ont ralenti le chantier sur le premier semestre 2011.

Par ailleurs, Flamanville 3 est la première centrale nucléaire construite en France depuis 15 ans et également le premier réacteur de technologie EPR. L'appréciation de l'ampleur des travaux à mener, notamment en matière de génie civil, a dû être révisée et EDF a décidé de mettre en place une nouvelle organisation avec ses partenaires. En conséquence, les premiers kWh produits par l'EPR de Flamanville seront commercialisés en 2016 avec un coût actualisé du projet de l'ordre de 6 milliards d'euros.

2.2.3.2 Exeltium

EDF a signé le 25 mars 2010 deux avenants au contrat de 2008 avec Exeltium, consortium fondé par sept grands groupes industriels, qui prévoient la livraison à long terme d'électricité en deux tranches. La première des deux tranches a été mise en œuvre au premier semestre 2010. Les livraisons correspondant à la deuxième tranche du contrat n'ont pas démarré au 1er février 2011 comme prévu. Les discussions sont en cours avec l'objectif d'un démarrage de la deuxième tranche d'ici fin 2011.

2.2.4 Environnement réglementaire

2.2.4.1 France

2.2.4.1.1 Loi NOME et mise en place de l'ARENH

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses principaux décrets d'application ont été publiés au cours du 1^{er} semestre 2011. Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique ou ARENH,
- obligation pour chaque fournisseur de disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation ou de production, afin d'inciter à la maîtrise de la pointe de consommation,
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels avec droit de retour en cas de sortie ; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH,
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises en 2015,
- report de 5 ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères.¹³

Le dispositif de l'ARENH débute au 1^{er} juillet 2011. Les volumes d'énergie cédés aux concurrents dans ce cadre devront alimenter leurs clients en France. Ils ne pourront excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseaux en compensation des pertes.

¹³ Actifs constitués, conformément à la loi du 28 juin 2006, pour couvrir les engagements nucléaires de long terme.

Les arrêtés fixant le prix de l'ARENH conformément à la loi NOME à 40€/MWh pour le second semestre 2011 et à 42€/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012 pour le premier semestre 2012 ont été publiés en mai 2011. Ce prix initial a été établi en cohérence avec le prix moyen du TaRTAM, dispositif arrivant à échéance au 30 juin 2011.

La CRE a notifié le 15 juin à EDF les volumes d'ARENH à livrer pour la période allant du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012 (61,3 TWh).

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

2.2.4.1.2 CSPE

La CSPE (Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle a augmenté de 3 euros/MWh au 1^{er} janvier 2011 et s'est élevée à 7,5 euros/MWh au premier semestre 2011. La loi de finances rectificative 2011 fixe le montant de la CSPE à 9 euros/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 euros/MWh du 1^{er} juillet 2012 au 31 décembre 2012.

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse de production de l'énergie éolienne et solaire bénéficiant d'obligations d'achat. Le déficit du mécanisme est porté seulement par EDF et est de 3,3 milliards d'euros au 30 juin 2011. Le montant unitaire proposé par la CRE pour 2011 pour couvrir les charges estimées et les déficits passés était de 12,9 euros/MWh.

Afin de maîtriser les charges couvertes par la CSPE et notamment la hausse importante des coûts de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque, un décret du 9 décembre 2010 publié au Journal officiel du 10 décembre 2010 a suspendu pour une durée de trois mois l'obligation d'achat d'électricité photovoltaïque pour les nouveaux projets, à l'exception de ceux inférieurs à 3 kW. A l'issue du moratoire, le 9 mars 2011, de nouvelles règles de régulation de la filière photovoltaïque sont entrées en vigueur, fixant des quotas pour les nouveaux projets et abaissant le tarif de rachat.

L'automatisation de l'application du tarif de première nécessité à partir de 2011 a été mise en place afin de permettre d'augmenter le nombre de bénéficiaires.

2.2.4.2 Royaume-Uni

2.2.4.2.1 Mise en place d'un « carbon floor »

Le 24 mars 2011, le gouvernement britannique a annoncé la mise en place d'un prix plancher du carbone (« carbon floor »), une des conditions nécessaires au déploiement des énergies « low carbon » comme le nucléaire.

Le prix plancher est fixé à 16€/t pour une mise en application le 1^{er} avril 2013. Il devrait atteindre 30€/t en 2020 et 70€/t en cible long terme à 2030. La base de prix considérée est l'année 2009. Cette taxe devrait avoir pour effet de favoriser le développement de nouvelles sources d'énergies décarbonées au Royaume-Uni.

2.2.4.2.2 Le Parlement britannique ratifie le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires

Le Parlement britannique a voté le 18 juillet la Déclaration Nationale de Politique Nucléaire (*National Policy Statement for Nuclear*), ratifiant ainsi le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Ce vote du Parlement entérine la décision du gouvernement de recourir à l'énergie nucléaire pour répondre aux besoins croissants du Royaume-Uni en capacités de production d'électricité bas carbone.

Le Parlement a également confirmé la liste des sites habilités à accueillir de nouvelles centrales nucléaires, parmi lesquels figurent Hinkley Point et Sizewell, les deux sites prioritaires identifiés par EDF pour la construction de ses futures centrales.

Ce vote constitue une avancée majeure pour le développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni et pour le groupe EDF. Il fait notamment suite à l'annonce du gouvernement britannique, le 12 juillet dernier, qui a confirmé sa décision de réformer le marché de l'électricité en Grande-Bretagne.

2.2.5 Gouvernance

2.2.5.1 Conseil d'administration

Par décret du 21 juin 2011, Monsieur Julien Dubertret, Directeur du budget au ministère du Budget, des comptes publics et de la réforme de l'État, a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF, en qualité de représentant de l'État, en remplacement de Monsieur Philippe Josse.

2.2.5.2 Comité de Direction

Deux nominations au Comité de Direction Groupe ont eu lieu au cours du premier semestre 2011 : Jean-Paul Bouttes, *Chief Economist*, Directeur Stratégie et Prospective, et Bernard Salha, Directeur de la Recherche et du Développement.

2.2.6 Ressources humaines

2.2.6.1 Mesures d'accompagnement relatives à la réforme du régime des retraites des Industries Electriques et Gazières (IEG) en France

A la suite de la loi du 9 novembre 2010 portant réforme des retraites, le Gouvernement a pris plusieurs décrets pour inscrire dans le statut national du personnel des IEG les principales mesures applicables à la fonction publique. Toutefois, dans les IEG, ces mesures ne s'appliqueront qu'à partir de 2017.

2.2.6.2 - Accord « Intéressement 2011-2013 à EDF SA »

La négociation d'un nouvel accord d'intéressement ainsi que celle relative aux modalités d'abondement ont été conduites en avril et mai et le CCE a été consulté le 9 juin. L'accord a été signé le 30 juin par FO, CFE-CGC et CFDT.

2.2.6.3 - Engagements de l'accord Défi Formation

Pour donner aux salariés plus de perspectives d'évolution et dynamiser l'ascenseur social, le groupe EDF s'est engagé à développer des dispositifs innovants de formations promotionnelles diplômantes cadres (passer de 50 à 150 minimum par an) et maîtrises.

Le Comex du 1er février 2011 a précisé les orientations du projet Campus EDF : poursuite d'une amélioration du Campus des Mureaux pour y doubler les formations dès 2011 et mise en chantier d'un nouveau Campus à Saclay, sur le même site que la R&D.

3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2010 et 2011

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2010 et 2011 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.

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté ⁽¹⁾	1 ^{er} semestre 2010 retraité ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	33 464	32 640	33 538
Achats de combustible et d'énergie	(14 964)	(14 869)	(13 273)
Autres consommations externes	(4 483)	(4 396)	(4 734)
Charges de personnel	(5 479)	(5 166)	(5 707)
Impôts et taxes	(1 511)	(1 450)	(1 702)
Autres produits et charges opérationnels	1 589	1 647	1 700
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010	-	(265)	(265)
Excédent brut d'exploitation (EBE)	8 616	8 141	9 557
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	(28)	61	61
Dotations aux amortissements	(3 131)	(3 097)	(3 621)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(208)	(251)	(251)
(Pertes de valeur) / reprises	(269)	(1)	(1)
Autres produits et charges d'exploitation	276	(1 060)	(1 060)
Résultat d'exploitation	5 256	3 793	4 685
Résultat financier	(1 810)	(1 952)	(2 227)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 446	1 841	2 458
Impôts sur les résultats	(977)	(924)	(1 111)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	259	309	93
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	386
Résultat net consolidé	2 728	1 226	1 826
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	174	148	167
Dont résultat net part du Groupe	2 554	1 078	1 659
Résultat net par action en euro	1,38	0,58	0,90
Résultat net dilué par action en euro	1,38	0,58	0,90

(1) Données 2010 à périmètre comparable 2011 : hors RTE, EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni.

(2) Données 2010 retraitées conformément aux principes comptables (cf. chapitre 1).

3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 2,5% et en croissance organique de 2,7%.

3.1.1 Evolution du chiffre d'affaires Groupe

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	33 464	32 640	+824	+2,5	+2,7

La croissance du chiffre d'affaires est constituée par une croissance organique de 870 millions d'euros (soit 2,7%) et dans une moindre mesure, par des effets de périmètre (+23 millions d'euros) ainsi que des effets de change négatifs pour 69 millions d'euros. Ceux-ci résultent principalement de la dépréciation des devises britannique et américaine par rapport à l'euro.

3.1.2 Evolution du chiffre d'affaires par segment

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	19 495	18 844	+651	+3,5	+3,5
Royaume-Uni	4 390	4 861	-471	-9,7	-8,5
Italie	3 052	2 766	+286	+10,3	+10,1
Autre International	3 800	3 530	+270	+7,6	+8,5
Autres activités	2 727	2 639	+88	+3,3	+1,9
Total hors France	13 969	13 796	+173	+1,3	+1,6
Chiffre d'affaires du Groupe	33 464	32 640	+824	+2,5	+2,7

Au premier semestre 2011, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 41,7% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 42,3% au premier semestre 2010 ajusté.

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 19 495 millions d'euros, en croissance organique de 3,5% par rapport au premier semestre 2010 ajusté.

Le chiffre d'affaires électricité contribue à une progression de 4,6% ; en revanche, les ventes de gaz et autres produits diminuent de 1,1%.

L'augmentation du chiffre d'affaires électricité est due principalement à des effets prix positifs (+4,4 points) : hausse tarifaire du 15 août 2010, prix de marchés supérieurs d'environ 6 €/MWh à ceux du premier semestre 2010. Elle s'explique aussi, dans une moindre mesure, par une hausse des volumes vendus.

Au 30 juin 2011, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 81,5%, en retrait de 2,5 points par rapport à fin juin 2010.

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 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	19 495	18 844	+651	+3,5
Activités non régulées	18 510	17 955	+555	+3,1
Activités réseaux	6 289	6 335	-46	-0,7
Dont ERDF	6 289	6 335	-46	-0,7
Activités insulaires	427	410	+17	+4,1
Eliminations	(5 731)	(5 856)	+125	-2,1

La hausse de 3,1% du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable de la hausse tarifaire 2010 et l'augmentation des ventes nettes sur les marchés de gros.

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** est stable. En effet, les hausses tarifaires compensent les moindres volumes acheminés du fait d'un hiver 2011 moins rigoureux qu'en 2010.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2011 à 218,4 TWh contre 202,9 TWh au premier semestre 2010. Cette hausse sensible, de 15,5 TWh, s'explique par la très bonne disponibilité du parc sur les premiers mois de l'année, due notamment à l'absence d'arrêts fortuits.

La production hydraulique s'élève à 14,1 TWh, en net recul par rapport au premier semestre 2010 (-7,6 TWh) du fait des conditions climatiques présentées en section 2.1.4.

La production thermique à flamme s'élève à 6,0 TWh, soit -3,2 TWh par rapport au premier semestre 2010. Ce recul est essentiellement lié à une différence de prix entre l'électricité et les combustibles fossiles moins favorable à la production thermique à flamme, du fait d'un équilibre entre l'offre et la demande moins tendu.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en recul de -18,6 TWh. Contrairement à 2011 qui connaît des températures très clémentes, le premier semestre 2010 était marqué par des températures très froides. Ainsi, le différentiel de températures entre les deux semestres explique à lui seul un recul de -13,3 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.

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 au premier semestre 2011, 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.

Par rapport au premier semestre 2010, les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en très nette augmentation (+23,6 TWh). Au premier semestre 2011, hors VPP¹⁸, EDF a été vendeur net à hauteur de 12,9 TWh sur les marchés. Les VPP (20 TWh) sont, pour leur part, stables par rapport au premier semestre 2010.

3.1.2.2 Royaume-Uni

Depuis la cession des activités de Réseaux au groupe CKI le 29 octobre 2010, **EDF Energy** se compose de trois branches opérationnelles : les activités Approvisionnements en énergies et Ventes clients, la branche Production Nucléaire et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 390 millions d'euros au premier semestre 2011, en baisse de 9,7% par rapport au premier semestre 2010 ajusté, et en diminution organique de 8,5%.

La performance opérationnelle de la branche Production Nucléaire est caractérisée par l'augmentation de la production nucléaire (31,0 TWh au premier semestre 2011, contre 24,8 TWh au premier semestre 2010), affectée notamment en 2010 par un arrêt fortuit de la centrale de Sizewell B, et par une augmentation des prix de vente moyens (47 £/MWh au premier semestre 2011, contre 44 £/MWh au premier semestre 2010).

Malgré la bonne performance de la branche Production Nucléaire et malgré la hausse globale des tarifs (pour l'électricité +2,6% au 1^{er} octobre 2010 et +7,5% le 2 mars 2011, pour le gaz -3,6% le 26 mars 2010 et +6,5% le 2 mars 2011), le chiffre d'affaires est en baisse. Cette décroissance provient de l'activité commerciale qui est marquée :

- pour l'électricité par une baisse des volumes de vente contractuels aux entreprises, suite à une rationalisation du portefeuille, ce qui a engendré une baisse du nombre de clients sans impact significatif sur les résultats,
- pour le gaz par une baisse des volumes aux clients domestiques en raison d'un hiver moins rigoureux en 2011 qu'en 2010.

3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie**¹⁹ au chiffre d'affaires du Groupe est de 3 052 millions d'euros, en progression de 10,3% et en croissance organique de 10,1%.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** progresse de 275 millions d'euros (+10,9%), tiré par l'activité électricité qui bénéficie d'un effet prix positif et plus marginalement d'un effet volume globalement favorable grâce aux marchés de gros et ce en dépit d'une baisse des volumes vendus aux clients finals. Dans l'activité hydrocarbures, la hausse des volumes vendus sur le marché de gros et thermoélectrique s'accompagne d'une hausse du prix des matières premières.

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 3 800 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 270 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté.

Les effets de change entre le premier semestre 2010 ajusté et le premier semestre 2011 s'élèvent à -18 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation d'Unistar²⁰ et des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja²¹.

¹⁸ Virtual Power Plant - mécanisme des enchères de capacités.

¹⁹ Groupe Edison et Fenice.

²⁰ Passage d'intégration proportionnelle à intégration globale en novembre 2010.

Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 8,5% par rapport au premier semestre 2010 ajusté.

Cette progression provient pour l'essentiel de la Belgique et, dans une moindre mesure, de la Pologne et de l'Autriche.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 1 760 millions d'euros présente une croissance organique de +16% qui résulte principalement d'une croissance des volumes d'électricité vendus aux clients finals, alors que les volumes de gaz diminuent en raison de températures plus clémentes au premier semestre 2011 qu'au premier semestre 2010.

En **Pologne**, le chiffre d'affaires de 631 millions d'euros est en croissance organique de +1,9% ; celle-ci provient essentiellement d'une hausse des prix d'électricité et de la chaleur, partiellement compensés par de moindres ventes d'électricité et chaleur liées au climat plus doux au premier semestre 2011 qu'au premier semestre 2010.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 195 millions d'euros présente une croissance organique de +28,3% qui reflète la hausse des volumes d'électricité vendus en raison d'un hiver froid début 2011 et d'une reprise de l'activité des clients industriels.

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 2 727 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 88 millions d'euros soit 3,3%, et en croissance organique de 1,9% par rapport au premier semestre 2010 ajusté.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 4,3 % par rapport au premier semestre 2010 ajusté. Cette croissance est portée par la production éolienne, qui a bénéficié de l'effet année pleine des mises en service intervenues au cours de l'année 2010 mais aussi par la production solaire photovoltaïque, qui a fortement progressé au premier semestre 2011. Elle est toutefois pénalisée par une diminution du chiffre d'affaires généré par l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**²² est en progression organique par rapport au premier semestre 2010 ajusté (+7,3%), notamment sur l'activité électricité.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 20 millions d'euros (+1,7%), compte tenu de la croissance de l'activité principalement localisée en Grande-Bretagne et en Chine.

²¹ Passage d'intégration globale à intégration proportionnelle en février 2011.

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

3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 5,8% et en croissance organique de 6,2%.

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	33 464	32 640	+824	+2,5	+2,7
Achats de combustible et d'énergie	(14 964)	(14 869)	-95	+0,6	+1,0
Autres consommations externes	(4 483)	(4 396)	-87	+2,0	+1,3
Charges de personnel	(5 479)	(5 166)	-313	+6,1	+6,2
Impôts et taxes	(1 511)	(1 450)	-61	+4,2	+4,2
Autres produits et charges opérationnels	1 589	1 647	-58	-3,5	-2,7
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010	-	(265)	+265	n.a.	n.a.
Excédent brut d'exploitation (EBE)	8 616	8 141	+475	+5,8	+6,2

3.2.1 Evolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 616 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 5,8% par rapport au premier semestre 2010 ajusté, et en croissance organique de 6,2%. Les effets de change, à -12 millions d'euros, résultent des variations défavorables des devises britannique et américaine par rapport à l'euro.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 14 964 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 95 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté (+0,6%), et en croissance organique de 1,0%. En **France**, la hausse organique s'élève à 2,1% et s'explique essentiellement par l'accroissement des obligations d'achats. En **Italie**, la hausse organique de 17,3% provient à la fois des achats de gaz et d'électricité. Sur le segment **Autre International**, la hausse organique de 14,6% est liée principalement à la hausse des volumes vendus en Belgique et à des effets prix et coût du CO₂ en Pologne. En revanche, les achats de combustibles et d'énergie au Royaume-Uni sont en décroissance organique de 22,2%, compte tenu de l'évolution défavorable des volumes de ventes conjuguée à la hausse de la production nucléaire.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 483 millions d'euros, en augmentation de 87 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté (+2,0%). La variation organique est de +1,3%. Cette évolution est localisée essentiellement en **France** (hausse organique de 1,7% essentiellement expliquée par l'augmentation des coûts de maintenance sur le parc de production).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 5 479 millions d'euros, en augmentation de 313 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté (+6,1%). La variation organique est de +6,2%. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 4 106 millions d'euros, en croissance organique de 7,1% par rapport au premier semestre 2010 ajusté compte tenu de la croissance des effectifs, des mesures salariales et des charges relatives aux engagements de retraite.

Les **impôts et taxes** s'établissent à 1 511 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 61 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté (soit 4,2%, identique en croissance organique), principalement en **France**.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 1 589 millions d'euros au premier semestre 2011, en diminution de 58 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté et en variation organique de -2,7%. En **France**, la hausse des recettes de CSPE enregistrées au premier semestre 2011 est partiellement compensée par une charge de 118 millions d'euros résultant d'une régularisation de la prévision du coût du dispositif TaRTAM faite par la Commission de Régulation de l'Energie. Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels diminuent compte tenu de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité de British Energy, moins favorable au premier semestre 2011 qu'au premier semestre 2010. Par ailleurs, le segment **Autres activités** enregistre l'effet défavorable de la plus-value de cession Usti comptabilisée chez Dalkia au premier semestre 2010 sans équivalent au premier semestre 2011.

Au titre de la loi du 7 juin 2010 prolongeant le TaRTAM de six mois, une dotation nette aux provisions de 265 millions d'euros a été comptabilisée sur une ligne spécifique au premier semestre 2010.

3.2.2 Evolution et analyse de l'EBE par segment

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	5 688	5 240	+448	+8,5	+8,3
Royaume-Uni	1 172	976	+196	+20,1	+20,7
Italie	218	365	-147	-40,3	-40,5
Autre International	638	602	+36	+6,0	+10,0
Autres activités	900	958	-58	-6,1	-4,8
Total hors France	2 928	2 901	+27	+0,9	+2,3
EBE Groupe	8 616	8 141	+475	+5,8	+6,2

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 5 688 millions d'euros, en augmentation de 8,5% par rapport au premier semestre 2010 ajusté, et en hausse organique de 8,3%. Cette contribution représente 66,0% de l'EBE du Groupe au premier semestre 2011 contre 64,4% au premier semestre 2010 ajusté.

Ventilation²³ de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
EBE	5 688	5 240	+448	+8,5
Activités non régulées	4 136	3 721	+415	+11,2
Activités réseaux Dont ERDF	1 434 1 434	1 424 1 424	+10 +10	+0,7 +0,7
Activités insulaires	118	95	+23	+24,2

²³ Ventilation explicitée dans la partie 3.1.2.1 de ce rapport.

L'EBE des activités non régulées est en croissance de 11,2%. Cette évolution intègre essentiellement l'effet de l'amélioration de la production nucléaire, pour 717 millions d'euros, en partie compensée par la baisse de la production hydraulique, pour -380 millions d'euros, dans un contexte de demande finale en léger retrait du fait du climat plus doux au premier semestre 2011 qu'au premier semestre 2010. EDF a ainsi été vendeur net sur les marchés de gros, sur lesquels les prix sont supérieurs à ceux constatés au premier semestre 2010. La hausse des tarifs réglementés de vente se traduit par un effet positif de +304 millions d'euros.

L'EBE des activités réseaux est stable, ce qui reflète un moindre effet climatique compensé par des hausses de tarif.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation du fait de la hausse des tarifs.

3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 1 172 millions d'euros au premier semestre 2011, en hausse de 20,1% par rapport au premier semestre 2010 ajusté. La hausse organique de l'EBE s'établit à 20,7%.

L'EBE de la branche Production Nucléaire est en croissance significative de 308 millions d'euros, portée par l'augmentation de la production nucléaire.

L'EBE généré par les activités Approvisionnements en énergies et Ventes clients enregistre une décroissance en lien avec le climat moins favorable qu'au premier semestre 2010.

3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 218 millions d'euros, en recul de 40,3% (-40,5% en organique).

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 158 millions d'euros au premier semestre 2011 contre 305 millions d'euros au premier semestre 2010 ajusté, en baisse organique de 147 millions d'euros, soit -48,2%.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse sous l'effet conjugué de la résiliation anticipée fin 2010 ou de l'expiration à leur terme du régime des subventions CIP6 de certaines centrales et de la contraction des marges unitaires. Le segment électrique bénéficie néanmoins de la contribution positive des activités renouvelables et des activités à l'étranger.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE est en net recul par rapport au premier semestre 2010 ajusté, malgré la progression de l'Exploration-Production. Ces activités ont été fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant d'un environnement fortement concurrentiel sur les ventes de gaz associé au coût d'approvisionnement sur les contrats long terme pour lesquels les négociations et les procédures d'arbitrage engagées se poursuivent.

Le 21 juillet 2011, Edison a finalisé avec succès la renégociation avec Promgas de ses contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel russe. L'impact de cette renégociation sur les comptes consolidés semestriels du groupe EDF correspond à un profit avant impôt de 56 millions d'euros. En pratique, ce montant sera comptabilisé dans les comptes du Groupe sur le second semestre 2011.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe est stable entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2010.

3.2.2.4 Autre International

L'EBE du segment **Autre International** est en augmentation de 6,0% et en croissance organique de 10,0%.

L'EBE de la **Belgique**, en croissance organique de 42,5%, reflète une progression des volumes vendus d'électricité ainsi qu'une amélioration des marges électricité et gaz.

L'EBE en **Pologne** enregistre une croissance organique de +9,2%. Cette hausse inclut notamment un résultat de déconsolidation de Zielona Gora et Kogeneracja partiellement compensé par une baisse des marges. Celle-ci s'explique par la hausse des prix d'achat du charbon et de la biomasse ainsi que par de moindres ventes d'électricité et chaleur en raison d'un climat moins favorable qu'au premier semestre 2010.

En **Hongrie**, l'EBE est en décroissance organique (-9,5%), en particulier chez EDF Demasz dont les marges sont en baisse et qui comptabilise en 2011 une nouvelle taxe sur les sociétés du secteur énergétique.

Aux **Etats-Unis**, l'EBE est en forte décroissance (-52,8%) par rapport au premier semestre 2010 ajusté. La décroissance organique de l'EBE s'élève à -30,6% et s'explique par l'impact défavorable des arrêts fortuits chez CENG, ainsi que par le changement de statut du projet de nouveau nucléaire Calvert Cliffs 3 d'Unistar. En effet, sa requalification en phase de pré-développement a entraîné l'enregistrement de ses dépenses en charges et non plus en immobilisations (cf. § 4.3).

3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 900 millions d'euros, en diminution de 58 millions par rapport au premier semestre 2010 ajusté et en évolution organique de -4,8%.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** à l'EBE du Groupe est en progression organique de 18,0% par rapport au premier semestre 2010 ajusté, en lien avec le développement de l'activité.

L'EBE d'**EDF Trading** est en cours de stabilisation et s'établit à +5,7% par rapport au premier semestre 2010 ajusté, tiré par l'augmentation du volume de trading électricité lié notamment aux conditions de l'équilibre offre-demande en France.

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 92 millions d'euros soit -40,9%, principalement du fait de la plus-value de la cession d'Usti en République tchèque enregistrée au premier semestre 2010. Cette dégradation s'explique par ailleurs par de moindres résultats, notamment en Italie et en Espagne.

3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en augmentation de 38,6%.

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
EBE	8 616	8 141	+475	+5,8
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières, hors activités de trading	(28)	61	-89	n.a.
Dotations aux amortissements	(3 131)	(3 097)	-34	+1,1
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(208)	(251)	+43	-17,1
(Pertes de valeur) / reprises	(269)	(1)	-268	n.a.
Autres produits et charges d'exploitation	276	(1 060)	+1 336	n.a.
Résultat d'exploitation	5 256	3 793	+1 463	+38,6

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 256 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 1 463 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté, ce qui s'explique principalement par l'évolution des autres produits et charges d'exploitation (provision pour risques sur l'activité aux Etats-Unis au premier semestre 2010).

3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading passent de 61 millions d'euros au premier semestre 2010 ajusté à -28 millions d'euros au premier semestre 2011. Les évolutions négatives, principalement localisées dans le segment **Autre International** (SPE) sont partiellement compensées par l'évolution positive au **Royaume-Uni** (+37 millions d'euros).

3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont quasiment stables par rapport au premier semestre 2010 ajusté (+1,1%). Le **Royaume-Uni** tout comme l'**Italie** enregistrent de moindres charges d'amortissements au premier semestre 2011 : le premier en raison de l'extension des durées de vie des centrales de Heysham 1 et Hartlepool accordée par le *Nuclear Installations Inspectorate* (NII)²⁴ en 2010, la seconde du fait des dépréciations passées en 2010 sur certains actifs industriels.

A l'inverse, la **France** a enregistré pour sa part une hausse des amortissements (+150 millions d'euros), liée aux nouveaux investissements. De même, chez EDF Energies Nouvelles, les mises en service du parc de production conduisent à une hausse des charges d'amortissements de 15 millions d'euros.

3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 43 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2011 par rapport au premier semestre 2010 est attribuable principalement à ERDF (réduction de l'assiette des biens renouvelables pendant la concession).

²⁴ Autorité de sûreté nucléaire britannique, intégrée depuis le 1^{er} avril 2011 à l'Office for Nuclear Regulation (ONR).

3.3.4 Pertes de valeur / reprises

L'évolution défavorable de 268 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté concerne des pertes de valeur principalement constatées d'une part dans le segment **Autres Activités** chez Dalkia sur la zone Italie et dans une moindre mesure sur la zone Espagne pour un total de 174 millions d'euros, et d'autre part chez Edison en **Italie** sur des actifs de production pour 60 millions d'euros.

3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Au premier semestre 2010, les autres produits et charges d'exploitation incluaient une dotation à une provision pour risques relative aux activités aux **Etats-Unis** s'élevant à 1 060 millions d'euros.

Au premier semestre 2011, ils comprennent la plus-value de cession d'EnBW pour 276 millions d'euros.

3.4 Résultat financier

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 107)	(1 123)	+16	-1,4
Effets de l'actualisation	(1 524)	(1 480)	-44	+3,0
Autres produits et charges financiers	821	651	+170	+26,1
Résultat financier	(1 810)	(1 952)	+142	-7,3

Le résultat financier correspond à une charge de 1 810 millions d'euros au premier semestre 2011, en baisse de 142 millions d'euros par rapport au premier semestre 2010 ajusté. Cette évolution s'explique par :

- une quasi-stabilité des charges d'intérêts (-1,4%) ;
- une augmentation des charges d'actualisation de 44 millions d'euros provenant essentiellement de la France ;
- une variation favorable de 170 millions d'euros des autres produits et charges financiers, comprenant notamment des produits de cession de placements financiers supérieurs au premier semestre 2011 à ceux du premier semestre 2010 ajusté.

3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 977 millions d'euros au premier semestre 2011, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,4% (charge de 924 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 50,2% au premier semestre 2010 ajusté). Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2011 au résultat avant impôt au 30 juin 2011.

La diminution du taux effectif d'impôt s'explique principalement par la comptabilisation au premier semestre 2010 d'une provision pour risque relative aux activités du Groupe aux Etats-Unis.

3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 259 millions d'euros au premier semestre 2011, pour un produit de 309 millions d'euros au premier semestre 2010 ajusté. Cette diminution s'explique essentiellement par la diminution du résultat de RTE entre le premier semestre 2010 et le premier semestre 2011.

3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 174 millions d'euros au premier semestre 2011, en légère augmentation par rapport au premier semestre 2010 ajusté (+26 millions d'euros). Cette évolution s'explique principalement par la hausse du résultat net d'EDF Energy attribuable à Centrica.

3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 554 millions d'euros au premier semestre 2011, en hausse de 136,9% par rapport au premier semestre 2010 ajusté.

3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant²⁵ s'établit à 2 629 millions d'euros au premier semestre 2011, en augmentation de 269 millions d'euros, soit 11,4% par rapport au premier semestre 2010 ajusté.

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

Eléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2011 (-75 M€) :

- +263 M€ de plus-value de cession EnBW,
- -321 M€ pour provisions TaRTAM et divers risques et dépréciations (principalement Dalkia et Edison)
- -17 M€ de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt.

Eléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2010 ajusté (-1 282 M€) :

- -1 060 M€ au titre d'une provision pour risques relative aux activités aux Etats-Unis,
- -230 M€ pour provisions TaRTAM et divers risques et dépréciations,
- +8 M€ 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 trésorerie et investissements

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

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

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 retraité	Variation en valeur	1 ^{er} semestre 2010 ajusté	Variation en % ⁽⁴⁾
Excédent brut d'exploitation	8 616	9 557	-941	8 141	+5,8
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	-1 352	-1 027	-325	-1 031	
Frais financiers nets décaissés	-1 007	-1 124	+117	-860	
Impôt sur le résultat payé	-582	-1 135	+553	-1 064	
Autres éléments	290	58	+232	463	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	5 965	6 329	-364	5 650	+5,6
Variation du besoin en fonds de roulement net	-855	836	-1 691	354	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	-4 805	-5 651	+846	-4 678	
Free cash flow	305	1 514	-1 209	1 326	n.a.
Dotation actifs dédiés France	-210	-881	+671		
Investissements financiers nets	3 610	-138	+3 748		
Dividendes versés	-1 239	-1 193	-46		
Autres variations ⁽²⁾	-225	221	-446		
(Augmentation)/ diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	2 241	-477	+2 718		
Effet de la variation du périmètre	2 582	15	+2 567		
Effet de la variation de change	413	-1 342	+1 755		
Autres variations non monétaires ⁽³⁾	-53	-204	+151		
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	5 183	-2 008	+7 191		
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	-	404	-404		
Endettement financier net ouverture	34 389	42 496			
Endettement financier net clôture	29 206	44 100			

(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 variation des intérêts courus sur la dette, participations reçues sur biens en concession, subventions d'investissements et soulte libératoire versée à AREVA pour le démantèlement de La Hague (2011 : 664 millions d'euros hors taxes versés en juin alors qu'en 2010, le règlement avait eu lieu en juillet).

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

(4) Variation en pourcentage entre le 1^{er} semestre 2010 ajusté et le 1^{er} semestre 2011.

Dans le tableau ci-dessus :

- les montants correspondant au premier semestre ajusté ne sont pas renseignés au-delà du Free cash flow dans la mesure où cette notion est moins pertinente, les éléments concernés étant par nature très liés aux opérations de cessions et aux changements de mode de consolidation.
- la diminution de l'endettement financier net d'EnBW se trouve en 2010 sur une ligne dédiée (activités en cours de cession) ; ce n'est pas le cas de RTE et des réseaux au Royaume-Uni. Les explications relatives aux écarts entre 2010 retraité et 2011 précisent donc les effets des cessions opérées au Royaume-Uni et de la mise en équivalence de RTE.

Par rapport au premier semestre 2010 ajusté, la hausse du cash flow opérationnel à fin juin 2011 (+5,6%) reflète essentiellement l'augmentation de l'EBE (475 millions d'euros), tandis que la baisse du free cash flow (-1 021 millions d'euros) est principalement due à l'avance encaissée en avril 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium (1 747 millions d'euros) (cf § 2.2.3.2), sans équivalent sur le premier semestre 2011.

Dans l'analyse qui suit, les comparaisons sont réalisées par rapport au premier semestre 2010 retraité.

4.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel est en diminution et s'établit à 5 965 millions d'euros à fin juin 2011 (contre 6 329 millions d'euros à fin juin 2010).

Cette variation s'explique essentiellement par la baisse de l'EBE (-941 millions d'euros), intégrant les impacts des cessions au Royaume-Uni et de la mise en équivalence de RTE (-1 416 millions d'euros), et par celle de l'impôt payé sur le résultat (553 millions d'euros), moindre sur 2011 en raison principalement de l'écart sur les paiements des soldes d'impôt liés au résultat des exercices précédents.

Les impacts positifs résultent de l'augmentation des autres éléments pour 232 millions d'euros (dont 188 millions d'euros au titre du dividende de RTE, suite à la mise en équivalence intervenue en fin d'année 2010), et des moindres frais financiers décaissés (117 millions d'euros) résultant de l'évolution à la baisse de l'endettement net moyen, sont compensés par la hausse des éléments non monétaires (-325 millions d'euros), liée essentiellement aux variations de juste valeur d'instruments de couverture.

4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) est en augmentation de 855 millions d'euros à fin juin 2011.

Cette variation du BFR à fin juin 2011 s'explique par la hausse des stocks (-330 millions d'euros), essentiellement localisée sur la France (-235 millions d'euros dont -109 millions d'euros concernant les combustibles nucléaires) et par l'augmentation de la créance liée à la CSPE (-451 millions d'euros sur le périmètre EDF SA).

La diminution du BFR sur le premier semestre 2010 reflétait l'avance encaissée dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium (1 747 millions d'euros). Hors cette avance, la variation 2010 s'établissait à -911 millions d'euros.

4.3 Investissements opérationnels bruts

Les investissements opérationnels bruts s'élevèrent à 4 883 millions d'euros à fin juin 2011, en diminution de 844 millions d'euros, soit -14,7% par rapport à juin 2010. Ils intègrent sur le premier semestre 2010 les investissements de RTE (513 millions d'euros) et des réseaux au Royaume-Uni (462 millions d'euros). Hors ces impacts, les investissements opérationnels sont en hausse de 130 millions d'euros, soit + 2,7%.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2011	1 ^{er} semestre 2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %	1 ^{er} semestre 2010 ajusté
Activités réseaux	1 315	1 726	-411	-23,8%	1 213
Activités non régulées	1 930	1 742	+188	+10,8%	1 742
Activités insulaires	299	233	+66	+28,3%	233
France	3 544	3 701	-157	-4,2%	3 188
Royaume-Uni	397	894	-497	-55,6%	432
Italie	155	213	-58	-27,2%	213
Autre International	194	256	-62	-24,2%	256
International	746	1 363	-617	-45,3%	901
Autres activités	594	664	-71	-10,5%	664
Investissements opérationnels	4 883	5 728	-844	-14,7%	4 753

La diminution en **France** est de 157 millions d'euros, soit -4,2%. Hors impact de la mise en équivalence de RTE, les investissements opérationnels sont en hausse de 356 millions d'euros (+11,2%). Sur les activités réseaux, cette hausse s'explique essentiellement par les investissements d'ERDF sur les raccordements des clients et des producteurs. Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire, principalement sur les opérations de maintien du patrimoine et de prolongation de durée de vie des centrales. S'agissant des activités insulaires, la hausse s'explique par des investissements de développement liés aux capacités de production, en cours de réalisation en Guadeloupe (Pointe Jarry), en Martinique (Bellefontaine) et à la Réunion (Port Est).

A l'**International**, la baisse des investissements opérationnels est de 617 millions d'euros (-45,3%) et s'explique principalement par la cession des réseaux au Royaume-Uni.

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels sont en diminution de 497 millions d'euros, soit -55,6%, principalement en raison de l'impact de la cession des réseaux. Hormis cet effet, la baisse s'explique essentiellement par la réduction des investissements sur la CCGT West Burton B, qui est dans une phase de construction moins capitalistique qu'au premier semestre 2010, et par de moindres investissements sur arrêts dans la production nucléaire. Cet impact est partiellement compensé par les investissements sur le nouveau nucléaire, dont l'augmentation se poursuit.

En **Italie**, les investissements opérationnels sont en baisse de 58 millions d'euros, soit -27,2%. Sur Edison, la baisse est de 38 millions d'euros, résultant de la diminution des opérations de développement dans l'activité Electricité, ainsi que de l'investissement immobilier 2010 à Milan qui est sans équivalent en 2011. Ces effets sont partiellement

compensés par une hausse des investissements de développement sur les Hydrocarbures. Sur Fenice, les investissements opérationnels diminuent également, en raison du recul sur l'Italie.

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels reculent de -62 millions d'euros, soit -24,2%. La baisse se concentre principalement sur les Etats-Unis, en raison de la requalification du projet Calvert Cliffs 3 en pré-développement (cf. § 3.2.2.4). Les investissements opérationnels sont par ailleurs en diminution sur la zone Autre Europe de l'Ouest et en Pologne.

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en baisse de 71 millions d'euros, soit -10,5%. Cette variation s'explique principalement par un effet de calendrier sur les investissements d'EDF Energies Nouvelles qui seront cette année particulièrement concentrés sur le deuxième semestre. Les investissements sont néanmoins en hausse sur Dalkia, EDF Trading et les activités gazières.

4.4 Free cash flow

Le free cash flow du Groupe au 30 juin 2011 est positif de 305 millions d'euros (contre 1 514 millions d'euros en 2010) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 5 965 millions d'euros (cf § 4.1) ;
- une consommation de BFR sur le premier semestre 2011 (- 855 millions d'euros, cf § 4.2) ;
- les investissements opérationnels bruts de 4 883 millions d'euros (cf § 4.3) ;

L'écart de 1 209 millions d'euros par rapport à juin 2010 provient principalement de l'avance encaissée en avril 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium (1 747 millions d'euros) (cf § 2.2.3.2), sans équivalent sur le premier semestre 2011.

4.5 Dotation aux actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF poursuit la constitution d'actifs dédiés pour couvrir les engagements nucléaires de long terme.

La dotation de trésorerie pour le premier semestre 2011 concernant les actifs dédiés en France s'élève à 210 millions d'euros. La baisse de la dotation par rapport au premier semestre 2010 (671 millions d'euros) s'explique à la fois par les impacts de l'affectation à fin 2010 de 50% des titres RTE aux actifs dédiés à hauteur de 2,3 milliards d'euros et par l'article 20 de la loi NOME, **qui autorise** l'allongement jusqu'à fin juin 2016 de la période de constitution du portefeuille d'actifs dédiés.

4.6 Investissements financiers nets (hors dotation aux actifs dédiés)

Le premier semestre 2011 se caractérise par un désinvestissement financier net (hors dotations aux actifs dédiés) de 3 610 millions d'euros. Ce dernier comprend :

- Les produits de cession (4 608 millions d'euros) qui s'expliquent principalement par l'encaissement en février 2011 dans le cadre de la cession d'EnBW de 4 500 millions d'euros (prix de cession de 4 669 millions d'euros dont 169 millions encaissés sur 2010).
- Les investissements de croissance externe, principalement en France avec l'OPAES sur EDF Energies Nouvelles (1 292 millions d'euros).

4.7 Dividendes

Les dividendes versés en numéraire (1 239 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2010 de 1 068 millions d'euros et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (171 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni (70 millions d'euros). Au premier semestre 2010, les dividendes versés en numéraire étaient de 1 193 millions d'euros.

4.8 Effets périmètre et change

L'effet périmètre reflète principalement l'impact de la déconsolidation de la dette financière d'ENBW, qui contribue à la réduction de l'endettement financier net pour 2 591 millions d'euros.

L'effet change (dépréciation du dollar et de la livre sterling par rapport à l'euro²⁶) explique 413 millions d'euros de la diminution de l'endettement financier net du Groupe.

4.9 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 29 206 millions d'euros au 30 juin 2011. Il était de 34 389 millions d'euros au 31 décembre 2010 et diminue donc de 5 183 millions d'euros sur le premier semestre 2011.

Cette diminution reflète principalement la cession d'EnBW (7 091 millions d'euros). Elle intègre également l'impact de l'OPAES sur EDF Energies Nouvelles (-1 292 millions d'euros) et du dernier versement à AREVA correspondant à la soule libératoire pour le démantèlement de La Hague (-664 millions d'euros hors taxes).

²⁶ Dépréciation de 7,5% du dollar face à l'euro : 31 décembre 2010 0,7484 €/€ ; 30 juin 2011 0,6919 €/€.
Dépréciation de 4,6% de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2010 1,1618 €/£ ; 30 juin 2011 1,1080 €/£.

5 Gestion et contrôle des risques marchés

La politique et les principes de gestion et de contrôle des risques marchés du Groupe sont énoncés en Section 9.9 du document de référence 2010 et n'ont pas connu de changement significatif au cours du premier semestre 2011.

Les informations ci-dessous présentent les variations significatives intervenues au cours du premier semestre 2011 sur les données financières relatives à la gestion et au contrôle des risques marchés.

5.1 Gestion et contrôle des risques financiers

5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.1.1 Position de liquidité

Au 30 juin 2011, les liquidités du Groupe s'élevaient à 16 313 millions d'euros contre 14 114 millions d'euros au 31 décembre 2010 et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 072 millions d'euros contre 11 085 millions d'euros au 31 décembre 2010.

5.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le Groupe n'a pas procédé à l'émission d'emprunt obligataire au cours du premier semestre 2011. La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 8,4 ans au 30 juin 2011 contre 8,6 ans au 31 décembre 2010, celle d'EDF à 9,9 ans contre 10,2 ans au 31 décembre 2010. Au cours du premier semestre 2011, Edison a réalisé un tirage de 200 millions d'euros en avril 2011 sur le crédit syndiqué de 1,5 milliard d'euros, échéance avril 2013. Un deuxième crédit syndiqué d'un montant de 700 millions d'euros a été mis en place par Edison le 13 juin 2011, échéance décembre 2012. Ce nouveau crédit syndiqué a été tiré à hauteur de 100 millions d'euros en juin 2011. Les crédits syndiqués à la disposition des autres entités du groupe EDF n'ont fait l'objet d'aucun tirage durant le premier semestre 2011.

5.1.2 Notation financière

Au 30 juin 2011, les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court Terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable	F1
RTE-EDF Transport	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative ⁽¹⁾	A-1
	Moody's	A3 sous surveillance négative	P-2
	Fitch Ratings	n.a ⁽²⁾	n.a
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB sous surveillance ⁽³⁾	A-2
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	n.a
	Fitch Ratings	BBB sous surveillance négative ⁽⁵⁾	F2

(1) Retrait de la surveillance négative et confirmation du rating A assorti d'une perspective négative le 28 janvier 2011.

(2) Rating Fitch retiré à la demande d'EDF Energy en février 2011.

(3) Passage de BBB assortie d'une perspective stable à BBB sous surveillance le 21 juin 2011.

(4) Passage de Baa3 assortie d'une perspective stable à Baa3 assortie d'une perspective négative le 17 juin 2011.

(5) Passage de BBB assortie d'une perspective négative à BBB sous surveillance négative le 11 mai 2011.

Postérieurement au 30 juin 2011, deux entités du Groupe ont vu leur notation évoluer : le 7 juillet 2011, la note long terme d'EDF attribuée par Standard & Poor's a été revue à la hausse, passant à AA- assortie d'une perspective stable. Par ailleurs, le 11 juillet 2011, EDF Energy s'est retirée du système de notation Standard & Poor's.

5.1.3 Gestion du risque de change

La dette brute du Groupe au 30 juin 2011 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 55% en euros, 28% en livres sterling, 10% en dollars U.S. Le solde, s'élevant à 7%, 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 2011 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	28 962	-3 461	25 501	55%
USD	8 524	-3 620	4 904	10%
GBP	4 648	8 356	13 004	28%
Autres devises	4 669	-1 275	3 394	7%
TOTAL DES EMPRUNTS	46 803	0	46 803	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 2011.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 2011 En millions d'euros	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
EUR	25 501	-	25 501
USD	4 904	490	5 394
GBP	13 004	1 300	14 304
Autres devises	3 394	339	3 733
TOTAL DES EMPRUNTS	46 803	2 129	48 932

Le tableau ci-dessous présente la position de change 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 2011	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2010
USD	1 098	1 227
CHF (Suisse)	147	172
HUF (Hongrie)	34 756	25 449
PLN (Pologne)	994	566
GBP (Royaume-Uni)	2 951	2 068
BRL (Brésil)	714	686
CNY (Chine)	5 797	5 187

5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

Au 30 juin 2011, la dette du Groupe après prise en compte des instruments de couverture se répartit en 78 % à taux fixe et 22 % à taux variable, à comparer, respectivement, à 86% et 14% au 31 décembre 2010.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières, au 30 juin 2011, d'environ 101 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 4,2 % au 30 juin 2011 contre 4,4 % au 31 décembre 2010.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1% du taux d'intérêt au 30 juin 2011.

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

30 juin 2011 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	39 609	-2 901	36 708	-
A taux variable	7 194	2 901	10 095	101
TOTAL DES EMPRUNTS	46 803	0	46 803	101

5.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

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

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,4 % en actions au 30 juin 2011, soit un montant actions de 2 115 millions d'euros.

Au 30 juin 2011, 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 33% en actions, ce qui représente un montant actions de 212 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2011, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 37% en actions, soit un montant de 1 214 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

Sur le premier semestre 2011, EDF a poursuivi son allègement sur les placements corrélés actions au sein de sa gestion de trésorerie long terme. Au 30 juin 2011, ces placements représentent un montant résiduel de 6 millions d'euros et sont en cours de liquidation.

Titres de participation directe

Au 30 juin 2011, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 400 millions d'euros. La volatilité est estimée à 41,7 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 30 juin 2011, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 221 millions d'euros. La volatilité est estimée à 32,3 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Au 30 juin 2011, la valeur globale du portefeuille s'élève à 15 792 millions d'euros contre 15 815 millions d'euros au 31 décembre 2010. Sa composition est la suivante :

	Au 30 juin 2011	Au 31 décembre 2010
S/portefeuille actions	41,7 %	43,0 %
S/portefeuille obligataire	42,7 %	42,3 %
S/portefeuille trésorerie	0,9 %	-
Actions RTE EDF Transport	14,7 %	14,7 %
TOTAL	100 %	100 %

Le tableau ci-après présente la performance par sous portefeuille au 30 juin 2011 et 31 décembre 2010 :

(en millions d'euros)	30/06/2011		31/12/2010			
	Valeur boursière ou de réalisation	Performance au 30/06/2011	Valeur boursière ou de réalisation	Performance au 31/12/2010		
		Portefeuille		Portefeuille		
		Indice de référence ⁽¹⁾		Indice de référence ⁽¹⁾		
S/portefeuille Actions	6 583	- 0,81 %	+ 0,17 %	6 807	+ 16,15 %	+ 14,03 %
S/portefeuille Taux	6 745	+ 1,23 %	- 0,01 %	6 683	+ 2,50 %	+ 0,99 %
S/portefeuille Trésorerie	135	+ 0,48 %	+ 0,43 %	1	+ 0,49 %	+ 0,44 %
Total Portefeuille hors RTE EDF Transport	13 463	+ 0,22 %	+ 0,10 %	13 491	+ 8,79 %	+ 7,60 %
Actions RTE EDF Transport	2 329			2 324		
TOTAL PORTEFEUILLE DES ACTIFS DEDIES	15 792⁽²⁾			15 815		

(1) Indice de référence : MSCI World DN couvert en euro pour 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, 50% MSCI World DN couvert en euro pour 50% + 50% Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

(2) La valeur boursière ou de réalisation du portefeuille intègre les opérations de couverture de change, qui viennent en écart de la valeur comptable du portefeuille d'actifs dédiés.

Après les très fortes performances de l'année 2010 notamment aux Etats-Unis ainsi qu'en Asie et dans les pays émergents, les marchés d'actions ont connu au premier semestre des forts mouvements de rotation tant géographique que sectorielle. Les marchés d'actions asiatiques et des pays émergents ont fait l'objet de prises de bénéfice et de retraits importants. Les actions japonaises ont été affectées par le tsunami et l'accident nucléaire de Fukushima. S'y sont ajoutées les crises géopolitiques en Afrique du nord et au Moyen Orient. Dans cet environnement heurté, l'hypothèse d'un ralentissement de la croissance économique a pris progressivement de l'ampleur. Le marché américain a plutôt bien résisté, tandis que le marché européen a rattrapé une partie de son retard accumulé en 2010.

Dans ce contexte, le sous-portefeuille « actions » enregistrait une performance un peu inférieure à celle de son benchmark, tandis que le sous-portefeuille « taux » était en nette avance par rapport à son benchmark, grâce à sa très large diversification en obligations indexées inflation, crédit euro « *investment grade* » et internationale. Le passage progressif à une surpondération des actifs de taux a permis de bénéficier d'une performance globale positive (+ 0,22%) sur le premier semestre 2011 et légèrement supérieure au benchmark composite (+ 0,10 %).

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » s'élève à 6 583 millions d'euros à fin juin 2011. La volatilité du sous-portefeuille « actions » des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World couvert en euro à 50%. Cette volatilité s'établit à fin juin 2011 à 11,65% 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 767 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin juin 2011, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 745 millions d'euros) s'établit à 4,72, 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 318 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,65 à fin décembre 2010.

5.1.7 Gestion du risque de contrepartie / crédit

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin mars 2011. Les principales contreparties pour les activités du Groupe restent à 86% de classe « *investment grade* ». Cette valeur est stable par rapport à celle issue de la consolidation de décembre 2010.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2011	12%	23%	44%	5%	2%	0%	0%	14%	100%
au 31/12/2010	12%	23%	42%	7%	1%	0%	0%	15%	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 et trading d'énergie	Total
au 31/03/2011	5%	34%	7%	43%	11%	100%
au 31/12/2010	6%	35%	7%	40%	12%	100%

5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2010.

Les principes de gestion des risques marchés énergies n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2010 et sont exposés à la section 9.9.2.3 du document de référence 2010.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de trading pour compte propre. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de trading.

Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe évoqués ci-dessus ne sont pas remis en cause par le désengagement du Groupe dans EnBW. Ces principes sont désormais appliqués pour SPE et pour CENG (sur la part de l'énergie revenant à 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 2011 et le deuxième semestre 2010 :

Les *stop-loss* n'ont pas été activés au cours du premier semestre 2011.

En millions d'euros	1^{er} semestre 2011	2^{ème} semestre 2010
Limite VaR (97,5 % un jour)	45	45
Limite stop-loss	225	225
Min VaR	4,7	3,8
VaR moyenne	10,4	7,3
Max VaR	18,7	11,3

6 Opérations avec les parties liées

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 25 des annexes aux comptes consolidés résumés du premier semestre 2011.

7 Principaux risques et incertitudes pour le second semestre 2011

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2010.

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 2010.

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 2011, 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 2010. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2010.

8.1 Syndicat national des producteurs indépendants d'électricité thermique (SNPIET)

Le 1^{er} décembre 2010, le Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Electricité Thermique (SNPIET) a saisi l'Autorité de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Le SNPIET fait état de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été mises en œuvre par EDF et RTE dans le but d'évincer les producteurs autonomes membres du SNPIET, dans le cadre des appels d'offres pour les réserves rapides et complémentaires lancés par RTE en 2005 et 2007 et de la négociation avec EDF des contrats d'achat d'électricité sur le marché libre en sortie d'obligations d'achat. Après échanges contradictoires, une séance de l'Autorité de la concurrence statuant sur la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires du SNPIET s'est tenue le 10 mai 2011. Par une décision du 8 juin 2011, l'Autorité de la concurrence a rejeté la saisine et la demande de mesures conservatoires du SNPIET faute d'éléments probants. Le SNPIET dispose d'un délai d'un mois à compter de la notification de la décision pour former un éventuel recours devant la Cour d'appel de Paris.

8.2 Fessenheim

Des associations ont déposé un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire (Ministre de l'Économie et Ministre chargé de l'Énergie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les Ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011.

8.3 Rejets Flamanville

Le 15 novembre 2006, EDF a déposé auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) une demande d'autorisation de prélèvement et de rejet d'effluents liquides et gazeux pour la centrale nucléaire de Flamanville dans la Manche. Cette demande comprenait les prélèvements et rejets effectués par les deux réacteurs existants du site (Flamanville 1 et 2), ainsi que ceux du futur réacteur de type EPR (Flamanville 3) dont la création a été autorisée par le décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 et qui est actuellement en cours de construction.

L'ASN a fixé les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des trois réacteurs par une décision du 7 juillet 2010, homologuée par arrêté des ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010. Une association locale, CRILAN, a saisi le tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté. L'Etat et EDF préparent chacun en ce qui les concerne leur défense en vue de déposer leur mémoire respectif à l'automne 2011.

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

Un décret du 23 avril 2010 (décret n°2010-402) a autorisé EDF à créer, sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés ». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'Etat, l'une par la société Roozen qui exploite une installation horticole à proximité du site et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret. Les mémoires en défense ont été déposés par l'Etat et EDF mi-janvier 2011.

Par ailleurs, la société Roozen a déposé deux requêtes devant le Tribunal administratif de Lyon contre l'arrêté du 22 février 2010 par lequel le Préfet de l'Ain a accordé le permis de construire d'ICEDA. La première de ces requêtes, déposée le 21 avril 2010, demande l'annulation du permis de construire. L'Etat et EDF ont déposé leur mémoire en défense mi-juillet 2010. La seconde requête, en date du 25 novembre 2010, demandait en référé la suspension du permis de construire. Cette demande a été rejetée par une ordonnance du Tribunal administratif de Lyon du 13 décembre 2010 et le Conseil d'Etat, par une ordonnance du 24 mai 2011, a rejeté l'admission du pourvoi en cassation qui avait été formé par la société Roozen contre la décision du Tribunal administratif, mettant ainsi un terme à ce contentieux.

8.5 Statoil

EDF et Statoil avaient signé le 14 février 2003 un contrat d'approvisionnement en gaz naturel pour une durée de 15 ans. A la suite de la disparition, en janvier 2009, d'un indice intégré dans la formule de prix contractuelle, EDF et Statoil ont entamé des discussions en vue de son remplacement. A l'issue d'une expertise ayant déterminé l'indice de remplacement, les parties ont signé le 30 mai 2011 une convention mettant fin à leur désaccord sur la date d'application rétroactive de ce nouvel indice.

8.6 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF - BE ZRT

Suite à une investigation fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'Etat, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008, exigeant du Gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008. Elle a également demandé que les aides d'Etat qui auraient été versées depuis le 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009.

BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union Européenne (TUE) le 4 mai 2009. Cette procédure est toujours en cours. Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008, une loi résiliant au 31 décembre 2008 les PPA. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de

compensation des coûts échoués avec celui des aides d'Etat versées, ce qui a eu pour effet pour BE ZRt de n'avoir aucune aide d'Etat illicite à rembourser.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial avec MVM (acheteur unique hongrois détenu par l'État) d'une durée de 8 ans pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen »²⁷ pour la vente de la seconde moitié de sa production pour une période devant aller jusqu'en 2013. La Hongrie a néanmoins adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. Cette procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1^{er} octobre 2011, à la suite de plusieurs accords successifs et avant dépôt de son mémoire par EDF International.

Des négociations sont en cours pour trouver une solution amiable entre EDF International et le gouvernement hongrois.

8.7 Procédure relative à la vente d'Ausimont

A l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le Procureur de la République de Pescara sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve un complexe industriel appartenant à Ausimont Spa, cédé en 2002 à Solvay Solexis Spa, le Procureur a notifié à certains anciens administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et de fraude aux dépens de l'acquéreur du site.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009, alors que se poursuivait la procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement. Par une ordonnance du 10 mai 2011, le juge de l'audience préliminaire a requalifié les faits d'empoisonnement des eaux en "altération des eaux", pour lesquels la peine encourue, ainsi que les dommages et intérêts qui pourraient être alloués par le juge, sont moindres.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été placée sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes: identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif Régional.

8.8 Casino

L'annonce, dès l'automne 2009 par le MEEDDEM, d'une révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006, a provoqué une hausse massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Dans ce contexte, le Gouvernement français a décidé de modifier, par un arrêté du 12 janvier 2010, tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application.

²⁷ Décret définissant les modalités, dont le tarif, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le Gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

Plusieurs producteurs, parmi lesquels les sociétés Green Yellow, filiales du groupe de distribution Casino, ont alors décidé d'assigner EDF afin de faire juger qu'EDF serait tenu d'acheter l'électricité produite aux conditions tarifaires plus favorables résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006.

Aux termes d'un jugement du 11 juillet 2011, le Tribunal de commerce de Paris a estimé que les contrats d'achat d'électricité objets du litige devaient être considérés comme formés dès la date de dépôt des demandes complètes de contrats. Le Tribunal en déduit que les requérants ont droit pour ce qui concerne ces contrats aux tarifs fixés par l'arrêté précité du 10 juillet 2006. EDF a fait appel de ce jugement le 20 juillet 2011.

9 Perspectives financières

Le Groupe confirme ses objectifs financiers pour 2011 :

- une croissance organique de l'EBE comprise entre 4% et 6%²⁸,
- un ratio d'endettement financier net/EBE compris entre 2,1 et 2,3 x ²⁹, comprenant l'impact de l'opération EDF Energies Nouvelles,
- un dividende pour 2011 au moins équivalent à celui versé au titre de 2010.

Tenant compte des investissements soutenus dans les 5 prochaines années, de la sélectivité accrue des projets de développement ainsi que des économies réalisées dans le cadre du programme de Synergies et Transformation Groupe, le Groupe s'est fixé les objectifs financiers suivants sur la période 2011-2015 :

- une croissance annuelle moyenne de l'EBE³⁰ comprise entre 4% et 6%,
- une croissance annuelle moyenne du Résultat net courant comprise entre 5% et 10%,
- un ratio endettement financier net/EBE < 2,5 x sur la période,
- un taux de distribution des dividendes compris entre 55% et 65% sur la période.

Ces objectifs s'entendent hors évolutions réglementaires consécutives à l'accident nucléaire au Japon.

²⁸ Croissance à périmètre et change constants hors conséquences de l'arrêté du 04/07/2011 relatif à la compensation, non récurrente, des charges du TaRTAM. Cet objectif intègre la fixation de l'ARENH initial à 40€/MWh au 1^{er} juillet 2011 suite à la décision du gouvernement du 19 avril 2011 pour un niveau de 42€/MWh au 1^{er} janvier 2012.

²⁹ Hors opération de croissance externe.

³⁰ Croissance à périmètre et change constants.



CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 28 JUILLET 2011

COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2011

Sommaire

Page

COMPTES DE RESULTAT CONSOLIDES	4
ETATS DU RESULTAT NET ET DES GAINS ET PERTES COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	5
BILANS CONSOLIDES	6
TABLEAUX DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	7
VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES	9
ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES RESUMES	10
1 PRINCIPALES REGLES ET METHODES COMPTABLES DU GROUPE	10
1.1 DECLARATION DE CONFORMITE ET REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.2 PRINCIPES COMPTABLES DU 1 ^{ER} SEMESTRE 2011	11
1.3 METHODES D'EVALUATION SPECIFIQUES AUX ARRETES INTERMEDIAIRES	11
1.4 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	11
1.5 SAISONNALITE DE L'ACTIVITE	12
2 COMPARABILITE DES EXERCICES	12
2.1 IFRS 5 « ACTIFS NON COURANTS DETENUS EN VUE DE LA VENTE ET ACTIVITES ABANDONNEES »	12
2.2 PRESENTATION DES ACTIVITES D'OPTIMISATION D'ACHATS ET VENTES D'ENERGIE DE SPE	12
2.3 IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT DU 1 ^{ER} SEMESTRE 2010	13
2.4 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE DU 1 ^{ER} SEMESTRE 2010	14
3 EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES EN FRANCE	15
3.1 LOI NOME	15
3.2 CSPE	15
4 EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU 1^{ER} SEMESTRE 2011	15
4.1 CESSIION DE LA PARTICIPATION DANS ENBW	15
4.2 OFFRE PUBLIQUE ALTERNATIVE SIMPLIFIEE D'ACHAT OU D'ECHANGE (OPAES) SUR EDF ENERGIES NOUVELLES	16
4.3 PROVISION POUR RISQUES ENREGISTREE AU 31 DECEMBRE 2010 CONCERNANT LES ACTIVITES DU GROUPE EN ITALIE	16
4.4 ACCIDENT NUCLEAIRE SURVENU DANS LA CENTRALE DE FUKUSHIMA AU JAPON	17
5 EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION	17
6 INFORMATION SECTORIELLE	17
6.1 AU 30 JUIN 2011	17
6.2 AU 30 JUIN 2010	17
7 EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	18
7.1 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS	18
7.2 PROLONGATION DU TARTAM – LOI DU 7 JUIN 2010	18
8 PERTES DE VALEURS	18
9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	19
10 RESULTAT FINANCIER	19
10.1 EFFET DE L'ACTUALISATION	19
11 IMPOTS SUR LES RESULTATS	19
12 GOODWILL	19
13 IMMOBILISATIONS	20
14 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES	21
14.1 RTE EDF TRANSPORT	21
15 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	22
15.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES ACTIFS FINANCIERS	22
15.2 DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS	22
16 AUTRES DEBITEURS	23
17 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	23

18	CAPITAUX PROPRES.....	23
18.1	CAPITAL SOCIAL	23
18.2	ACTIONS PROPRES	23
18.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	23
18.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	24
19	PROVISIONS.....	25
19.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	25
19.2	PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE, POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	25
19.3	PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE, POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS D'EDF EN FRANCE	26
19.4	AVANTAGES DU PERSONNEL	27
19.5	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS	27
20	PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET SUR BIENS A RENOUVELER.....	28
21	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	29
21.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	29
21.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	29
21.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	30
22	AUTRES CREDITEURS.....	30
23	ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	30
23.1	ENGAGEMENTS DONNES	30
23.2	ENGAGEMENTS REÇUS	31
24	COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF	32
25	PARTIES LIEES	32
26	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	33
26.1	EPR DE FLAMANVILLE	33
26.2	EDISON – RENEGOCIATION DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL AVEC PROMGAS	33
26.3	ACCORD TECHNIQUE ET COMMERCIAL ENTRE EDF ET AREVA	33
26.4	DALKIA SIGNE LE 26 JUILLET 2011 UN ACCORD PRELIMINAIRE D'ACHAT SUR 85% DES PARTS DE SPEC	33

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	S1 2011	S1 2010 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires		33 464	33 538
Achats de combustible et d'énergie		(14 964)	(13 273)
Autres consommations externes		(4 483)	(4 734)
Charges de personnel		(5 479)	(5 707)
Impôts et taxes		(1 511)	(1 702)
Autres produits et charges opérationnels		1 589	1 700
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010		-	(265)
Excédent brut d'exploitation	7	8 616	9 557
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading		(28)	61
Dotations aux amortissements		(3 131)	(3 621)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(208)	(251)
(Pertes de valeur) / reprises	8	(269)	(1)
Autres produits et charges d'exploitation	9	276	(1 060)
Résultat d'exploitation		5 256	4 685
Coût de l'endettement financier brut		(1 107)	(1 295)
Effet de l'actualisation	10.1	(1 524)	(1 573)
Autres produits et charges financiers		821	641
Résultat financier	10	(1 810)	(2 227)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 446	2 458
Impôts sur les résultats	11	(977)	(1 111)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	14	259	93
Résultat net des activités en cours de cession		-	386
Résultat net consolidé		2 728	1 826
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		174	167
Résultat net des activités poursuivies		174	148
Résultat net des activités en cours de cession		-	19
Dont résultat net - part du Groupe		2 554	1 659
Résultat net des activités poursuivies		2 554	1 292
Résultat net des activités en cours de cession		-	367
Résultat net part du Groupe par action :			
Résultat par action en euro		1,38	0,90
Résultat dilué par action en euro		1,38	0,90
Résultat par action des activités poursuivies en euro		1,38	0,70
Résultat dilué par action des activités poursuivies en euro		1,38	0,70

(1) Les données publiées au titre du 1^{er} semestre 2010 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et du changement de présentation des activités d'optimisation de SPE (voir note 2).

Etats du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

(en millions d'euros)	Notes	S1 2011	S1 2010 ⁽¹⁾
Résultat net consolidé		2 728	1 826
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	18.4.1	(172)	31
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat ⁽³⁾		(194)	(75)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture ⁽⁴⁾	18.4.2	161	(478)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat		309	20
Différences de conversion		(1 227)	2 716
Impôts ⁽⁵⁾		76	(150)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		(1 047)	2 064
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		1 681	3 890
<i>dont part du Groupe</i>		1 628	3 484
Part du Groupe des activités poursuivies		1 628	3 018
Part du Groupe des activités en cours de cession		-	466
dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		53	406
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités poursuivies		53	387
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités en cours de cession		-	19

(1) Les données publiées au titre du 1^{er} semestre 2010 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 5 (voir note 2).

(2) Dont (172) millions d'euros en part du Groupe au 1^{er} semestre 2011 (29 millions d'euros au 1^{er} semestre 2010).

(3) Dont (147) millions d'euros liés à la cession d'EnBW au 1^{er} semestre 2011.

(4) Dont 130 millions d'euros en part du Groupe au 1^{er} semestre 2011 ((448) millions d'euros au 1^{er} semestre 2010).

(5) Les impôts se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	S1 2011	S1 2010
Effets d'impôts sur variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	66	(1)
Effets d'impôts sur variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	10	(149)
Total	76	(150)

Bilans consolidés

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	30.06.2011	31.12.2010
Goodwill	12	11 171	12 028
Autres actifs incorporels		4 290	4 616
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	13	44 464	43 905
Immobilisations en concessions des autres activités	13	6 043	6 027
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	13	56 826	57 268
Participations dans les entreprises associées	14	7 903	7 854
Actifs financiers non courants	15	24 387	24 921
Impôts différés		1 782	2 125
Actif non courant		156 866	158 744
Stocks		12 723	12 685
Clients et comptes rattachés		18 430	19 524
Actifs financiers courants	15	17 923	16 788
Actifs d'impôts courants		507	525
Autres débiteurs	16	10 944	9 319
Trésorerie et équivalents de trésorerie		5 693	4 829
Actif courant		66 220	63 670
Actifs détenus en vue de leur vente	17	152	18 145
TOTAL DE L'ACTIF		223 238	240 559
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Notes	30.06.2011	31.12.2010
Capital	18	930	924
Réserves et résultats consolidés		30 387	30 393
Capitaux propres – part du Groupe		31 317	31 317
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 086	5 586
Total des capitaux propres		35 403	36 903
Provisions pour aval du cycle nucléaire		16 964	17 000
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs		19 626	19 383
Provisions pour avantages du personnel		11 964	11 745
Autres provisions		1 399	1 337
Provisions non courantes	19.1	49 953	49 465
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	20	20 449	20 318
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	20	21 303	20 843
Passifs financiers non courants	21.1	39 303	40 646
Autres créditeurs	22	4 961	4 965
Impôts différés		4 308	4 894
Passif non courant		140 277	141 131
Provisions	19.1	3 903	5 010
Fournisseurs et comptes rattachés		10 990	12 805
Passifs financiers courants	21.1	12 958	12 766
Dettes d'impôts courants		635	396
Autres créditeurs	22	19 056	18 674
Passif courant		47 542	49 651
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	17	16	12 874
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		223 238	240 559

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	S1 2011	S1 2010 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 446	2 458
Pertes de valeur (reprises)		269	1
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		3 297	5 207
Produits et charges financiers		661	863
Dividendes reçus des entreprises associées		290	58
Plus ou moins-values de cession		(409)	1
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 519)	836
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 035	9 424
Frais financiers nets décaissés		(1 007)	(1 124)
Impôts sur le résultat payés		(582)	(1 135)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		4 446	7 165
Opérations d'investissement :			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée) ⁽²⁾		3 708	137
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(4 883)	(5 728)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		78	77
Variations d'actifs financiers		(1 132)	(3 045)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(2 229)	(8 559)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		(1 233)	(185)
Dividendes versés par EDF	18.3	(1 068)	(1 109)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(171)	(84)
Actions propres	18.2	(6)	(9)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 478)	(1 387)
Emissions d'emprunts		2 228	5 484
Remboursements d'emprunts		(1 943)	(4 154)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		93	105
Subventions d'investissement		22	51
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement		400	1 486
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		(2 078)	99
Flux de trésorerie des activités poursuivies		139	(1 295)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	477
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		139	(818)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		5 567	6 982
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		139	(818)
Incidence des variations de change		(76)	182
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	12
Incidence des autres reclassements		46	17
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture ⁽⁴⁾		5 693	6 375

(1) En application de la norme IFRS 5, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est présentée sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les périodes présentées. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2010 est présenté en note 2.

(2) L'effet de la cession de la participation dans EnBW sur le 1^{er} semestre 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 0,7 milliard d'euros).

(3) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

Sur le 1^{er} semestre 2011, les acquisitions d'intérêts complémentaires dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Energies Nouvelles représentent un montant de 1 292 millions d'euros, dont 1 045 millions d'euros relatifs à la part en numéraire et 247 millions d'euros relatifs à la part en titres via le programme de rachat d'actions EDF associé (voir notes 4.2 et 18.2)

GRUPE EDF - COMPTES CONSOLIDES RESUMES AU 30 JUIN 2011

(4) La variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Activités poursuivies	Activités en cours de cession	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 1^{er} janvier 2010	6 429	553	6 982
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 165	634	7 799
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(8 559)	(152)	(8 711)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	99	(5)	94
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 295)	477	(818)
Incidence des variations de change	179	3	182
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	10	2	12
Incidence des autres reclassements	(15)	32	17
Dividendes versés par les activités en cours de cession	170	(170)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 30 juin 2010	5 478	897	6 375
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 1^{er} janvier 2011	4 829	738	5 567
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	4 446	-	4 446
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(2 229)	-	(2 229)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(2 078)	-	(2 078)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	139	-	139
Incidence des variations de change	(76)	-	(76)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	-	17
Incidence des autres reclassements	46	-	46
Sortie de la trésorerie des activités en cours de cession	738	(738)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie au 30 juin 2011	5 693	-	5 693

Variations des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2011 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽¹⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31.12.2010	924	29 469	(19)	543	400	31 317	5 586	36 903
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	-	(1 074)	148	(926)	(121)	(1 047)
Résultat	-	2 554	-	-	-	2 554	174	2 728
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	2 554	-	(1 074)	148	1 628	53	1 681
Augmentation de capital d'EDF ⁽²⁾	6	300	-	-	-	306	-	306
Dividendes distribués	-	(1 068)	-	-	-	(1 068)	(189)	(1 257)
Achats / ventes d'actions propres	-	-	(252)	-	-	(252)	-	(252)
Autres variations ⁽³⁾	-	(614)	-	-	-	(614)	(1 364)	(1 978)
Capitaux propres au 30.06.2011	930	30 641	(271)	(531)	548	31 317	4 086	35 403

(1) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(2) L'augmentation de capital d'EDF ainsi que l'augmentation des achats d'actions propres observées au 1^{er} semestre 2011 sont liées à l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Energies Nouvelles (voir note 4.2).

(3) Les autres variations – part du Groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle - intègrent respectivement pour (688) millions d'euros et (764) millions d'euros les effets de l'acquisition des intérêts minoritaires d'EDF Energies Nouvelles. Les autres variations de capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également les effets de la sortie d'EnBW à hauteur de (519) millions d'euros.

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2010 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽¹⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2010	924	30 627	26	(1 320)	(366)	29 891	4 776	34 667
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	-	2 449	(624)	1 825	239	2 064
Résultat	-	1 659	-	-	-	1 659	167	1 826
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	1 659	-	2 449	(624)	3 484	406	3 890
Dividendes distribués	-	(1 109)	-	-	-	(1 109)	(108)	(1 217)
Achats / ventes d'actions propres	-	-	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Autres variations ⁽²⁾	-	73	(36)	(10)	(6)	21	500	521
Capitaux propres au 30.06.2010	924	31 250	(19)	1 119	(996)	32 278	5 574	37 852

(1) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(2) Les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent un montant de 595 millions d'euros relatifs aux actionnaires minoritaires de SPE.

Annexe aux comptes consolidés résumés

Electricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Le groupe EDF est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés résumés de la Société pour le semestre écoulé au 30 juin 2011 comprennent les comptes des sociétés contrôlées de manière exclusive, directement ou indirectement, par la Société et ses filiales consolidées par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (co-entreprises) consolidées par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles la Société exerce une influence notable (entreprises associées) consolidées par mise en équivalence. L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

Les comptes consolidés résumés du Groupe au 30 juin 2011 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 28 juillet 2011.

Les données comparatives présentées dans l'annexe aux comptes consolidés au titre du 1^{er} semestre 2010 ou au 31 décembre 2010 sont retraitées de l'application de la norme IFRS 5 (cession de la participation du Groupe dans EnBW) et du changement de présentation des activités d'optimisation de SPE (voir note 2).

L'exercice 2010 a par ailleurs été marqué par trois opérations majeures relatives au périmètre d'activité du Groupe qui, au même titre que les changements de méthodes comptables ou de présentation, affectent la comparabilité des exercices 2010 et 2011 :

- la cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques le 29 octobre 2010 ;
- la cession d'EnBW, approuvée par le Conseil d'administration réuni le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011 et,
- la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport à compter du 31 décembre 2010.

Les conséquences de ces opérations sur la comparabilité des comptes consolidés résumés au 30 juin 2011 sont identiques à celles décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

1 Principales règles et méthodes comptables du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2011 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 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés résumés sont établis conformément à la norme IAS 34 relative à l'information financière intermédiaire et sur la base des normes comptables internationales IAS/IFRS connues au 30 juin 2011 et telles qu'elles devraient être applicables de manière obligatoire à la clôture de l'exercice 2011. Ils ne comportent pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. A ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2010 et par référence au résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

1.2 Principes comptables du 1^{er} semestre 2011

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les comptes consolidés intermédiaires sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2010 à l'exception des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires décrites en note 1.3 et des normes adoptées par l'Union européenne en 2009 et 2010 et dont l'application est obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2011.

En effet, les textes suivants adoptés par l'Union européenne sont d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2011 :

- IAS 24 « Information relative aux parties liées » révisée ;
- IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers au moyen d'instruments de capitaux propres » ;
- Amendement « Classement des émissions de droits » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » ;
- Amendements « Exemption limitée à la présentation d'informations comparatives relatives à IFRS 7 par les premiers adoptants » à IFRS 1 ;
- Amendements « Paiements anticipés des exigences de financement minimal » à IFRIC 14 ;
- Améliorations annuelles (2008-2010) des IFRS.

Le groupe EDF n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre de ces normes, interprétations et amendements.

Par ailleurs, le Groupe n'a pas appliqué de norme, interprétation ou amendement par anticipation.

1.3 Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires sont les suivantes :

1.3.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin 2011 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2010, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture.

Les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages au personnel ne sont pas modifiées pour les arrêtés intermédiaires par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles, sauf si des évolutions significatives intervenaient sur certains paramètres.

1.3.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est en général calculée en appliquant au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal.

1.3.3 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux quotas attribués pour l'exercice sous déduction éventuelle des transactions effectuées au comptant ou à terme, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. Dans le cadre de l'arrêté intermédiaire, la quantité à provisionner est calculée au prorata des émissions du semestre. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché.

1.4 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de la période ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont identiques à celles décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

1.5 Saisonnalité de l'activité

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires dégagés sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile principalement en France. Les variations observées sont notamment liées aux conditions climatiques et à la structure tarifaire de la période.

Pour illustration, les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation au titre des premier et second semestres 2010 ainsi que ceux de l'exercice 2010 sont présentés ci-dessous :

(en millions d'euros)	S1 2010 ⁽¹⁾	S2 2010 ⁽¹⁾	2010 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	33 538	31 782	65 320
Excédent brut d'exploitation	9 557	7 066	16 623

(1) Les données publiées au titre de 2010 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et du changement de présentation des activités d'optimisation de SPE.

2 Comparabilité des exercices

2.1 IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées »

Les impacts de l'application d'IFRS 5 aux états financiers 2010 sont liés à la cession de la participation du Groupe dans EnBW.

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les exercices présentés. Au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés.

2.2 Présentation des activités d'optimisation d'achats et ventes d'énergie de SPE

SPE a enregistré les achats d'énergie dans le cadre de ses activités d'optimisation en diminution de son chiffre d'affaires au cours de l'exercice 2010. Afin de se conformer aux règles de présentation du Groupe, les achats d'énergie réalisés dans le cadre de cette activité ne sont plus enregistrés en diminution du chiffre d'affaires à compter de 2011 et pour les exercices comparatifs présentés. Ce changement a pour effet d'augmenter le chiffre d'affaires du 1^{er} semestre 2010 de 71 millions d'euros et la charge relative aux achats de combustible et d'énergie du même montant (sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net).

2.3 Impact sur le compte de résultat du 1^{er} semestre 2010

(en millions d'euros)	S1 2010 publié	Impacts IFRS 5	Impacts Optimisation SPE	S1 2010 retraité
Chiffre d'affaires	37 513	(4 046)	71	33 538
Achats de combustible et d'énergie	(15 743)	2 541	(71)	(13 273)
Autres consommations externes	(5 170)	436	-	(4 734)
Charges de personnel	(6 082)	375	-	(5 707)
Impôts et taxes	(1 708)	6	-	(1 702)
Autres produits et charges opérationnels	1 828	(128)	-	1 700
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010	(265)	-	-	(265)
Excédent brut d'exploitation	10 373	(816)	-	9 557
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	58	3	-	61
Dotations aux amortissements	(3 824)	203	-	(3 621)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(251)	-	-	(251)
(Pertes de valeur) / reprises	(7)	6	-	(1)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 060)	-	-	(1 060)
Résultat d'exploitation	5 289	(604)	-	4 685
Coût de l'endettement financier brut	(1 379)	84	-	(1 295)
Effet de l'actualisation	(1 690)	117	-	(1 573)
Autres produits et charges financiers	700	(59)	-	641
Résultat financier	(2 369)	142	-	(2 227)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	2 920	(462)	-	2 458
Impôts sur les résultats	(1 241)	130	-	(1 111)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	147	(54)	-	93
Résultat net des activités en cours de cession	-	386	-	386
Résultat net consolidé	1 826	-	-	1 826
Dont				
Résultat net des activités poursuivies	1 659	(367)	-	1 292
Résultat net des activités en cours de cession	-	367	-	367
Résultat net part du Groupe	1 659	-	-	1 659
Résultat net des activités poursuivies	167	(19)	-	148
Résultat net des activités en cours de cession	-	19	-	19
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	167	-	-	167

2.4 Impact sur le tableau de flux de trésorerie du 1^{er} semestre 2010

(en millions d'euros)	S1 2010 publié	Impacts IFRS 5	S1 2010 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	2 920	(462)	2 458
Pertes de valeur (reprises)	7	(6)	1
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	5 490	(283)	5 207
Produits et charges financiers	882	(19)	863
Dividendes reçus des entreprises associées	94	(36)	58
Plus ou moins-values de cession	(71)	72	1
Variation du besoin en fonds de roulement	783	53	836
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	10 105	(681)	9 424
Frais financiers nets décaissés	(1 129)	5	(1 124)
Impôts sur le résultat payés	(1 177)	42	(1 135)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 799	(634)	7 165
Opérations d'investissement :			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	357	(220)	137
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(5 993)	265	(5 728)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	90	(13)	77
Variations d'actifs financiers	(3 165)	120	(3 045)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(8 711)	152	(8 559)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(185)	-	(185)
Dividendes versés par EDF	(1 109)	-	(1 109)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(96)	12	(84)
Achats / ventes d'actions propres	(9)	-	(9)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(1 399)	12	(1 387)
Emissions d'emprunts	5 559	(75)	5 484
Remboursements d'emprunts	(4 222)	68	(4 154)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	105	-	105
Subventions d'investissement	51	-	51
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 493	(7)	1 486
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	94	5	99
Flux de trésorerie des activités poursuivies	(818)	(477)	(1 295)
Flux des activités en cours de cession	-	477	477
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(818)	-	(818)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	6 982	-	6 982
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(818)	-	(818)
Incidence des variations de change	182	-	182
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	12	-	12
Incidence des autres reclassements	17	-	17
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	6 375	-	6 375

3 Evolutions réglementaires en France

3.1 Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses principaux décrets d'application ont été publiés au cours du 1^{er} semestre 2011.

Les principes essentiels de cette loi, visant à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de « l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique » ou ARENH ;
- obligation pour chaque fournisseur de disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation ou de production, afin d'inciter à la maîtrise de la pointe de consommation ;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels avec droit de retour en cas de sortie. Le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH ;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises en 2015 ;
- report de 5 ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH débute au 1^{er} juillet 2011. Les volumes d'énergie cédés aux concurrents dans ce cadre devront alimenter leurs clients en France. Ils ne pourront excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseaux en compensation des pertes.

Les arrêtés fixant le prix de l'ARENH conformément à la loi NOME à 40 euros/MWh pour le 2nd semestre 2011 et 42 euros/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012 pour le 1^{er} semestre 2012 ont été publiés en mai 2011. Ce prix initial a été établi en cohérence avec le prix moyen du TaRTAM, dispositif arrivant à échéance le 30 juin 2011.

La CRE a notifié le 15 juin à EDF les volumes d'ARENH à livrer pour la période du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012 (61,3 TWh).

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

3.2 CSPE

La CSPE (Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique.

Elle a augmenté de 3 euros/MWh au 1^{er} janvier 2011 et s'est élevée à 7,5 euros/MWh au 1^{er} semestre 2011. La Loi de finances rectificative 2011 fixe le montant de la CSPE à 9 euros/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 euros/MWh du 1^{er} juillet au 31 décembre 2012.

4 Evénements et transactions significatifs survenus au cours du 1^{er} semestre 2011

4.1 Cession de la participation dans EnBW

L'opération de cession a été finalisée le 17 février 2011. Conformément aux accords signés le 6 décembre 2010 entre les deux parties, elle s'est traduite par le versement au groupe EDF d'un montant de 4,5 milliards d'euros le 17 février 2011, en complément de l'acompte de 169 millions reçu le 16 décembre 2010. Le résultat net de cession s'élève à 263 millions d'euros (276 millions d'euros avant impôt, enregistrés en « Autres produits et charges d'exploitation »).

La cession de la participation dans EnBW a également pour conséquences :

- une modification du pourcentage d'intérêts et du contrôle du groupe EDF dans les entités Kogeneracja et Zielona Gora, portant les pourcentages de détention dans ces entités respectivement à 33,4% et 32,9% (respectivement 40,6% et 39,9% au 31 décembre 2010). Les entités Kogeneracja et Zielona Gora sont consolidées par intégration proportionnelle à compter du 17 février 2011. En application d'IAS 27 amendée,

le passage en intégration proportionnelle de ces entités a généré un résultat de déconsolidation de 28 millions d'euros ;

- une modification du pourcentage d'intérêts du groupe EDF dans l'entité ERSA (Rybnik), portant le pourcentage de détention du Groupe dans cette entité à 64,9% (79,8% au 31 décembre 2010).

Cette opération se traduit également par la disparition de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros dans les comptes du groupe EDF au titre de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25% d'actions EnBW détenues par OEW.

4.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Energies Nouvelles

Le groupe EDF, déjà actionnaire d'EDF Energies Nouvelles à hauteur de 50 %, a lancé le 8 avril 2011 une offre publique d'achat simplifiée alternative en numéraire ou en titres afin d'acquérir l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Energies Nouvelles qu'il ne détient pas.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 avril 2011, a approuvé cette offre. L'opération est soutenue par le groupe Mouratoglou, partenaire de longue date d'EDF et actionnaire d'EDF Energies Nouvelles à hauteur de 25,1%, qui s'est engagé de manière irrévocable à apporter l'intégralité de sa participation dans EDF Energies Nouvelles, pour moitié à la branche en titres, le solde étant apporté à l'offre en numéraire.

Suite à la clôture de l'offre intervenue le 16 juin 2011, le Groupe a acquis les titres apportés pour un montant de 1 351 millions d'euros, portant sa participation dans EDF Energies Nouvelles à 96,71%. Ce montant se compose de :

- 33,7% soit 1 045 millions d'euros relatifs à la part en numéraire de l'offre ;
- 13,0% soit 306 millions d'euros relatifs à la part titres.

Le 21 juillet 2011, EDF a sollicité auprès de l'AMF la mise en œuvre d'un retrait obligatoire des actions non présentées à l'offre pour un prix de 40 euros par action. En parallèle, un contrat de liquidité a été mis en place, pour permettre le rachat par EDF des actions relevant des plans accordés aux salariés. De ce fait, une dette de 94 millions euros représentative de ces engagements de rachat est comptabilisée dans les comptes consolidés du Groupe.

Par ailleurs, des achats d'actions propres ont été réalisés dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation interviendra après l'acquisition de l'ensemble des actions permettant de couvrir la branche titres de l'OPAES et la finalisation de l'opération de réduction de capital par annulation d'actions propres.

En application d'IAS 27 amendée, l'opération est considérée comme une transaction avec les actionnaires minoritaires. Elle se traduit dans les comptes consolidés par une diminution des capitaux propres – part du Groupe de 688 millions d'euros, correspondant à la différence entre le prix d'acquisition et la valeur nette comptable des intérêts minoritaires acquis. Suite à l'opération, EDF Energies Nouvelles reste consolidée par intégration globale avec un pourcentage de détention s'élevant à 100% à compter du 29 juin 2011.

4.3 Provision pour risques enregistrée au 31 décembre 2010 concernant les activités du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2010, différents indicateurs et incertitudes avaient conduit le Groupe à constater une provision pour risques de 750 millions d'euros sur le secteur Italie, enregistrée en résultat de la période en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Les comptes du groupe EDF au 30 juin 2011 tiennent compte des pertes de valeur et provisions pour risques intégrées dans les comptes de l'exercice 2010 (arrêtés en mars 2011) et du 1^{er} semestre 2011 d'Edison et de TDE via une affectation à hauteur de 504 millions d'euros de la provision pour risques enregistrée au 31 décembre 2010.

Une affectation complète de la provision relative aux activités du Groupe en Italie sera réalisée au 31 décembre 2011.

4.4 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon

L'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima suite au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 au Japon a conduit les autorités administratives des différents pays où le Groupe est présent à réagir à la fois sur les centrales en exploitation et sur les projets de nouvelles centrales.

Les centrales nucléaires opérées par le groupe EDF sont en conformité avec les référentiels de sûreté édictés par les autorités administratives en charge dans les différents pays où elles sont implantées. En outre, lors des visites périodiques (Visites Décennales ou autres), ce référentiel est rehaussé de telle sorte qu'il soit conforme aux meilleures pratiques actuelles en vigueur et les investissements nécessaires pour atteindre le niveau attendu sont effectués.

Le retour d'expérience lié à l'accident nucléaire au Japon a conduit les autorités administratives en charge du nucléaire dans les différents pays où le Groupe opère, à mener des inspections qui pourraient conduire à rehausser le référentiel de sûreté nécessaire à la poursuite des activités sans pour autant qu'il soit possible d'en mesurer à ce stade les conséquences économiques.

5 Evolutions du périmètre de consolidation

Hormis les évolutions liées aux opérations de cession de la participation dans EnBW et de montée au capital d'EDF Energies Nouvelles (décrites en note 4), il n'y a pas eu d'autre variation de périmètre significative sur le 1^{er} semestre 2011.

6 Information sectorielle

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ». Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont inchangés par rapport à ceux décrits en note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010.

6.1 Au 30 juin 2011

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	19 495	4 390	3 052	3 800	2 727	-	33 464
Chiffre d'affaires inter-secteurs	249	-	-	73	314	(636)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	19 744	4 390	3 052	3 873	3 041	(636)	33 464
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	5 688	1 172	218	638	900	-	8 616
RESULTAT D'EXPLOITATION	3 520	709	(30)	620	437	-	5 256

6.2 Au 30 juin 2010

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	18 965	5 640	2 766	3 530	2 637	-	33 538
Chiffre d'affaires inter-secteurs	269	4	-	94	296	(663)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	19 234	5 644	2 766	3 624	2 933	(663)	33 538
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 031	1 601	365	602	958	-	9 557
RESULTAT D'EXPLOITATION	3 672	802	147	(633)	697	-	4 685

7 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	S1 2011	S1 2010
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	30 918	30 929
Autres ventes de biens et de services	2 068	2 166
Trading	478	443
Chiffre d'affaires	33 464	33 538
Achats de combustible et d'énergie	(14 964)	(13 273)
Autres consommations externes	(4 483)	(4 734)
Charges de personnel	(5 479)	(5 707)
Impôts et taxes	(1 511)	(1 702)
Autres produits et charges opérationnels	7.1 1 589	1 700
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010	7.2 -	(265)
Excédent brut d'exploitation	8 616	9 557

Les variations observées s'expliquent principalement par des effets de périmètre intervenus au 2nd semestre 2010 (cession des activités de réseaux au Royaume-Uni et passage en mise en équivalence de RTE EDF Transport).

7.1 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels comprennent la « Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation.

Le mécanisme de la CSPE se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit de 1 721 millions d'euros au 1^{er} semestre 2011 (1 399 millions d'euros au 1^{er} semestre 2010).

Sur le 1^{er} semestre 2011, les autres produits et charges opérationnels intègrent également :

- à hauteur de 201 millions d'euros, les reprises de juste valeur négative sur les contrats de vente de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 au fur et à mesure de leur dénouement (266 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2010) ;
- une charge nette de (118) millions d'euros relative au mécanisme de compensation TaRTAM, résultant à hauteur de (170) millions d'euros de l'arrêté du 4 juillet 2011 publié suite à une ré-estimation du coût par la Commission de Régulation de l'Energie, sur la base des informations communiquées par les fournisseurs concernés. Le solde de 52 millions d'euros correspond à la reprise des provisions résiduelles existant à ce titre.

7.2 Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010

Une charge de 265 millions d'euros a été enregistrée sur une ligne spécifique dans les comptes consolidés au 30 juin 2010 au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité sur le 2nd semestre 2010 suite à la prolongation du dispositif TaRTAM jusqu'au 31 décembre 2010.

8 Pertes de valeurs

Les pertes de valeurs s'élèvent à (269) millions d'euros au 1^{er} semestre 2011, dont (174) millions d'euros relatifs aux activités en Italie et en Espagne du groupe Dalkia et (60) millions d'euros relatifs à des actifs de production d'Edison.

9 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation du 1^{er} semestre 2011 correspondent à la plus-value liée à l'opération de cession d'EnBW pour 276 millions d'euros (voir note 4.1).

Les autres produits et charges d'exploitation du 1^{er} semestre 2010 correspondent à une charge de 1 060 millions d'euros liée aux activités du Groupe aux Etats-Unis.

10 Résultat financier

10.1 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	S1 2011	S1 2010
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(670)	(728)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(775)	(757)
Autres provisions et avances	(79)	(88)
Effet de l'actualisation	(1 524)	(1 573)

11 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (977) millions d'euros au 1^{er} semestre 2011, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,4 % (charge de (1 111) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 45,2 % au 1^{er} semestre 2010). Ils résultent de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2011 au résultat avant impôt au 30 juin 2011.

Le taux effectif d'impôt observé sur le 1^{er} semestre 2010 était affecté à la hausse par la provision relative aux activités du Groupe aux Etats-Unis. Retraité de cet élément, le taux effectif d'impôt du 1^{er} semestre 2010 s'établit à 31,6%.

12 Goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Valeur nette comptable à l'ouverture	12 028	13 526
Acquisitions	10	200
Cessions	(5)	(116)
Pertes de valeur	(140)	(274)
Différences de conversion	(374)	306
Autres mouvements ⁽¹⁾	(348)	(1 614)
Valeur nette comptable à la clôture	11 171	12 028
Valeur brute à la clôture	12 784	13 140
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(1 613)	(1 112)

(1) Dont (361) de pertes de valeur sur goodwill Edison suite à l'affectation partielle de la provision pour risques dotée en 2010 sur le secteur Italie.

Les variations observées sur le 1^{er} semestre 2011 sont liées à des dépréciations pour (501) millions d'euros (principalement sur Edison et Dalkia) et aux effets de conversion pour (374) millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

13 Immobilisations

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Immobilisations	43 303	42 836
Immobilisations en cours	1 161	1 069
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	44 464	43 905
Immobilisations	5 358	5 432
Immobilisations en cours	685	595
Immobilisations en concessions des autres activités	6 043	6 027
Immobilisations de production	45 158	46 730
Immobilisations en cours	11 240	10 101
Immobilisations financées par location-financement	428	437
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	56 826	57 268

La valeur nette des immobilisations hors immobilisations en cours et financées par location-financement se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ⁽¹⁾	Immobilisations en concessions des autres activités	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre ⁽²⁾
Valeur brute au 30.06.2011	75 802	12 290	100 079
Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2011	(32 499)	(6 932)	(54 921)
Valeur nette au 30.06.2011	43 303	5 358	45 158
Valeur nette au 31.12.2010	42 836	5 432	46 730

(1) Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants : 70 620 millions d'euros en valeur brute et 41 329 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2011 (69 445 millions d'euros en valeur brute et 40 864 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2010).

(2) La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs nettes au 30.06.2011	5 223	26 570	6 206	370	6 789	45 158
Valeurs nettes au 31.12.2010	5 304	27 639	6 585	411	6 791	46 730

14 Participations dans les entreprises associées

(en millions d'euros)	Activité principale (1)	30.06.2011			31.12.2010	
		Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat
		%				
RTE EDF Transport	T	100,00	4 658	185	4 649	-
Alpiq	P	25,00	1 785	36	1 746	107
Taishan Nuclear Power JV Co	P	30,00	578	-	541	-
Dalkia Holding	S	34,00	435	15	470	24
Nam Theun Power Company	P	40,00	136	13	133	29
Autres participations dans les entreprises associées			311	10	315	(26)
Total			7 903	259	7 854	134

(1) S= services, P= production, D= distribution, T= transport.

14.1 RTE EDF Transport

14.1.1 Eléments financiers de RTE EDF Transport

Les principaux indicateurs financiers de RTE EDF Transport sur le 1^{er} semestre 2011 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation	740
Résultat net	185
Capitaux propres au 30 juin 2011	4 658
Total bilan au 30 juin 2011	14 497
Endettement financier net au 30 juin 2011	6 083

14.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE EDF Transport

Au 30 juin 2011, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE EDF Transport sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE EDF Transport pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur le 1^{er} semestre 2011, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE EDF Transport avec ERDF de 1 566 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE EDF Transport a réalisé au cours du 1^{er} semestre 2011 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 98 millions d'euros et 170 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 145 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE EDF Transport via des prêts pour un montant total de 1 422 millions d'euros au 30 juin 2011 (1 914 millions d'euros au 31 décembre 2010). Les charges d'intérêts enregistrées par RTE EDF Transport au titre de ces prêts s'élèvent à 42 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2011.

Par ailleurs, RTE EDF Transport est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

15 Actifs financiers courants et non courants

15.1 Répartition courant / non courant des actifs financiers

La répartition courant / non courant des actifs financiers se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2011			31.12.2010		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 518	14	4 532	4 534	13	4 547
Actifs financiers disponibles à la vente	11 193	15 091	26 284	9 748	15 287	25 035
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	3	23	26	2	23	25
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 213	1 175	2 388	1 401	1 180	2 581
Prêts et créances financières	996	8 084	9 080	1 103	8 418	9 521
Actifs financiers courants et non courants⁽¹⁾	17 923	24 387	42 310	16 788	24 921	41 709

(1) Nets de dépréciation pour 709 millions d'euros au 30 juin 2011 (726 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Les principales variations sont analysées dans les notes ci-après.

15.2 Détail des actifs financiers

15.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 515	4 530
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	5	5
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	12
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat	4 532	4 547

15.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	30.06.2011			31.12.2010		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	6 575	6 879	13 454	6 820	6 685	13 505
Actifs liquides	1 936	8 684	10 620	4 930	4 355	9 285
Autres titres	2 134	76	2 210	2 172	73	2 245
Actifs financiers disponibles à la vente	10 645	15 639	26 284	13 922	11 113	25 035

(1) Actions ou OPCVM.

Les principales variations des actifs financiers disponibles à la vente concernent les acquisitions pour 6 784 millions d'euros et les cessions pour (5 334) millions d'euros.

15.2.2.1 Actifs liquides

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 906 millions d'euros (4 842 millions d'euros au 31 décembre 2010).

15.2.2.2 Autres titres

Au 30 juin 2011, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 502 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « decommissioning trust funds »

- (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales) ;
- chez EDF Inc., de titres CEG pour 363 millions d'euros ;
 - chez EDF, de titres AREVA pour 221 millions d'euros et Veolia pour 400 millions d'euros.

16 Autres débiteurs

Les « Autres débiteurs » comprennent la Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité (CSPE) d'EDF pour un montant de 3 263 millions d'euros au 30 juin 2011 (2 812 millions d'euros au 31 décembre 2010).

17 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

La variation des actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 30 juin 2011 est liée principalement à la finalisation de la cession d'EnBW (17 857 millions d'euros d'actifs et 12 862 millions d'euros de passifs enregistrés au 31 décembre 2010).

18 Capitaux propres

18.1 Capital social

Le capital social d'EDF s'élève à 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune (924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions au 31 décembre 2010).

Une augmentation de capital de 306 millions d'euros - correspondant à 11 945 448 actions EDF - a été réalisée le 24 juin 2011 dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Energies Nouvelles (voir note 4.2).

Dans le même temps, des actions EDF sont rachetées sur le marché par le Groupe (voir note 18.2 – Actions propres) afin de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation interviendra après une opération de réduction de capital par annulation d'actions propres, qui devra intervenir au plus tard dans un délai de 24 mois.

18.2 Actions propres

Dans le cadre du programme de rachat d'actions qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), 1 959 543 actions ont été achetées au cours du 1^{er} semestre 2011 pour un montant total de 56 millions d'euros et 1 707 508 actions ont été vendues pour un montant total de 51 millions d'euros.

Sur cette même période, 8 957 873 actions propres ont été acquises pour un montant de 247 millions d'euros dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Energies Nouvelles (voir notes 4.2 et 18.1).

Au 30 juin 2011, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés s'élèvent ainsi au total à 271 millions d'euros.

18.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011 a voté une distribution de dividende au titre de l'exercice 2010 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2010, le solde de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 6 juin 2011 pour un montant de 1 068 millions d'euros.

18.4 Variations de juste valeur des instruments financiers

18.4.1 Actifs financiers disponibles à la vente

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2011		30.06.2010	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	(145)	25	165	85
Actifs liquides	25	22	(15)	(15)
Autres titres	(52)	147	(121)	5
Actifs financiers disponibles à la vente	(172)	194	29	75

(1) + / () : augmentation / (diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / () : augmentation / (diminution) du résultat

Les variations brutes de juste valeur sur le 1^{er} semestre 2011 concernent principalement :

- EDF pour (306) millions d'euros, dont (170) millions d'euros au titre des actifs dédiés
- EDF Inc pour 69 millions d'euros
- CENG pour 17 millions d'euros

Les variations brutes de juste valeur sur le 1^{er} semestre 2010 concernent principalement :

- EDF pour 82 millions d'euros, dont 80 millions d'euros au titre des actifs dédiés
- EDF Inc pour (38) millions d'euros
- CENG pour (19) millions d'euros

Pour EDF, aucune perte de valeur significative n'a été enregistrée sur le 1^{er} semestre 2010.

18.4.2 Instruments financiers de couverture

Les variations de juste valeur des instruments financiers de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2011			30.06.2010		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(21)	-	-	(75)	-	(3)
Couverture de change	(375)	(199)	3	1 288	700	-
Couverture d'investissement net à l'étranger	740	-	-	(1 840)	-	-
Couverture de matières premières	(214)	(109)	-	179	(718)	1
Instruments financiers de couverture	130	(308)	3	(448)	(18)	(2)

(1) + / () : augmentation / (diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / () : augmentation / (diminution) du résultat

19 Provisions

19.1 Répartition courant / non courant des provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2011			31.12.2010		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 048	16 964	18 012	1 020	17 000	18 020
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	274	19 626	19 900	301	19 383	19 684
Provisions pour avantages du personnel	876	11 964	12 840	819	11 745	12 564
Autres provisions	1 705	1 399	3 104	2 870	1 337	4 207
PROVISIONS	3 903	49 953	53 856	5 010	49 465	54 475

19.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et derniers cœurs

L'évaluation des provisions pour aval du cycle du combustible nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Sur le 1^{er} semestre 2011, les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2010	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	30.06.2011
			Provisions Utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 024	425	(299)	(13)	-	(150)	10 987
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 996	179	(143)	(8)	-	1	7 025
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 020	604	(442)	(21)	-	(149)	18 012
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 739	304	(130)	-	-	25	15 938
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	813	20	(26)	(1)	-	1	807
Provisions pour derniers cœurs	3 132	81	-	-	-	(58)	3 155
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19 684	405	(156)	(1)	-	(32)	19 900

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	8 912	2 073	-	2	10 987
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 534	490	-	1	7 025
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 30.06.2011	15 446	2 563	-	3	18 012
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2010	15 360	2 657	-	3	18 020
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 207	4 190	409	132	15 938
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	467	34	-	306	807
Provisions pour derniers cœurs	1 957	1 157	41	-	3 155
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 30.06.2011	13 631	5 381	450	438	19 900
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2010	13 419	5 370	470	425	19 684

19.3 Provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Le taux d'actualisation et la méthode de calcul pour l'évaluation des provisions sont identiques à ceux utilisés au 31 décembre 2010. Les contraintes de plafond réglementaire et les facteurs de sensibilité des provisions aux hypothèses retenues restent également identiques.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2011 et réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

(en millions d'euros)	30.06.2011		31.12.2010	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
Pour gestion du combustible usé	14 476	8 912	14 386	8 852
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 237	6 534	23 017	6 508
Pour aval du cycle nucléaire	37 713	15 446	37 403	15 360
Pour déconstruction des centrales thermiques	637	467	657	482
Pour déconstruction des centrales nucléaires	21 015	11 207	20 903	11 031
Pour derniers cœurs	3 836	1 957	3 792	1 906
Pour déconstruction et derniers cœurs	25 488	13 631	25 352	13 419

Concernant la participation d'EDF aux dépenses de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens, le dernier versement à AREVA a été réalisé le 23 juin 2011 pour un montant de 794 millions d'euros TTC.

19.4 Avantages du personnel

19.4.1 Evolution de la période

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit :

	31.12.2010	Augmentations	Diminutions		Effet périmètre	Autres	30.06.2011
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
(en millions d'euros)							
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	11 445	1 018	(695)	(1)	(2)	(46)	11 719
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 119	69	(62)	-	(4)	(1)	1 121
Provisions pour avantages du personnel	12 564	1 087	(757)	(1)	(6)	(47)	12 840

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2010 résulte essentiellement de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et des prestations versées.

Le calcul de l'engagement au 1^{er} semestre 2011 est fait à partir d'une projection des engagements calculés au 31 décembre 2010 (voir note 1.3.1). A ce titre, la sensibilité sur les engagements calculée au 30 juin 2011 est identique à celle calculée au 31 décembre 2010 : une variation de 25 points de base sur le taux d'actualisation génèrerait une variation de 3,3 % sur le montant total des engagements en France.

19.4.2 Répartition par secteur

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31.12.2010	12 092	42	51	240	139	12 564
Utilisation	(429)	(12)	-	(18)	(6)	(465)
Modification de périmètre	-	-	-	(6)	-	(6)
Dotations nettes	722	47	3	16	6	794
Ecart de conversion	-	(2)	-	(8)	-	(10)
Autres	-	(34)	(4)	-	1	(37)
Provisions au 30.06.2011	12 385	41	50	224	140	12 840

19.5 Autres provisions et passifs éventuels

19.5.1 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31.12.2010	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	30.06.2011
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
(en millions d'euros)							
Provisions pour risques liés aux participations	194	-	-	(16)	-	-	178
Provisions pour risques fiscaux	289	3	(4)	-	-	9	297
Provisions pour litiges	506	75	(4)	(22)	-	7	562
Provisions pour contrats onéreux	1 025	27	(248)	(1)	-	(50)	753
Autres	2 193	507	(1 229)	(12)	(2)	(143)	1 314
Autres provisions	4 207	612	(1 485)	(51)	(2)	(177)	3 104

Au 30 juin 2011, les autres provisions sont essentiellement constituées par :

- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 432 millions d'euros ;
- la provision pour risques Italie à hauteur de 246 millions d'euros (750 millions d'euros au 31 décembre 2010 - voir note 4.3).

Par ailleurs, les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :

- des contrats de vente British Energy pour 194 millions d'euros au 30 juin 2011 (402 millions d'euros au 31 décembre 2010) ;
- des contrats de vente CENG pour 453 millions d'euros au 30 juin 2011 (512 millions d'euros au 31 décembre 2010).

19.5.2 Passifs éventuels

La société Silpro (société Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR (détenu à 50% par EDF Energies Nouvelles et à 50% par EDF Développement Environnement) avait une participation minoritaire de 30% dans cette société aux côtés du principal actionnaire Sol Holding (filiale du groupe E Concern). En date du 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, au comblement de l'insuffisance d'actifs (de l'ordre de 100 millions d'euros) résultant de la liquidation de Silpro.

Compte tenu des éléments du dossier et sur la base d'opinions juridiques extérieures, le Groupe n'a pas jugé justifiée la constitution de provision.

20 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit au 30 juin 2011 :

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Contre-valeur des biens	39 503	39 001
Financement concessionnaire non amorti	(19 054)	(18 683)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	20 449	20 318
Amortissement financement du concédant	9 699	9 404
Provisions pour renouvellement	11 604	11 439
Droits sur biens à renouveler	21 303	20 843
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et à renouveler	41 752	41 161

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010, en particulier dans la note 1.3.26 qui décrit notamment l'impact d'une méthode alternative de calcul. Celle-ci conduirait à déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie.

21 Passifs financiers courants et non courants

21.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	30.06.2011			31.12.2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
(en millions d'euros)						
Emprunts et dettes financières	38 525	8 278	46 803	39 993	7 784	47 777
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 581	3 581	-	4 002	4 002
Juste valeur négative des dérivés de couverture	778	1 099	1 877	653	980	1 633
Passifs financiers	39 303	12 958	52 261	40 646	12 766	53 412

21.2 Emprunts et dettes financières

21.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
(en millions d'euros)						
Soldes au 31.12.2010	35 499	5 404	5 486	373	1 015	47 777
Augmentations	12	1 196	965	35	10	2 218
Diminutions	(753)	(1 204)	(152)	-	(108)	(2 217)
Mouvements de périmètre	(11)	(12)	2	-	-	(21)
Ecart de conversion	(357)	(70)	(8)	-	(1)	(436)
Variation de juste valeur et autres variations	(303)	(10)	(206)	9	(8)	(518)
Soldes au 30.06.2011	34 087	5 304	6 087	417	908	46 803

Aucune émission significative n'a été réalisée au cours du 1^{er} semestre 2011.

21.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
(en millions d'euros)						
A moins d'un an	870	1 078	5 374	48	908	8 278
Entre un et cinq ans	11 114	2 149	531	167	-	13 961
A plus de cinq ans	22 103	2 077	182	202	-	24 564
Emprunts et dettes financières au 30.06.2011	34 087	5 304	6 087	417	908	46 803

21.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 11 072 millions d'euros au 30 juin 2011 (11 085 millions d'euros au 31 décembre 2010) :

	30.06.2011			31.12.2010
	Total	Échéances		Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
(en millions d'euros)				
Lignes de crédit confirmées	11 072	1 218	5 854	4 000
				11 085

21.3 Endettement financier net

(en millions d'euros)	Notes	30.06.2011	31.12.2010
Emprunts et dettes financières	21.2.1	46 803	47 777
Dérivés de couvertures des dettes		138	49
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(5 693)	(4 829)
Actifs liquides ⁽¹⁾	15.2.2	(10 620)	(9 285)
Prêt à RTE EDF Transport		(1 422)	(1 914)
Endettement financier net lié aux actifs destinés à être cédés		-	2 591
Endettement financier net		29 206	34 389

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 10 620 millions au 30 juin 2011 (9 285 millions d'euros au 31 décembre 2010) - voir note 15.2.2.

La cession de la participation dans EnBW a pour conséquence une réduction de l'endettement financier net de 7,1 milliards d'euros sur le 1^{er} semestre 2011, dont 4,5 milliards d'euros correspondant à l'encaissement du prix de cession et 2,6 milliards d'euros correspondant à la déconsolidation de l'endettement financier net d'EnBW.

22 Autres créiteurs

Les éléments constitutifs des autres créiteurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Avances et acomptes reçus	6 110	5 896
Dettes sur immobilisations	1 548	2 167
Dettes fiscales et sociales	6 538	6 881
Produits constatés d'avance	5 863	5 848
Autres dettes	3 958	2 847
Autres créiteurs	24 017	23 639
dont part non courante	4 961	4 965
dont part courante	19 056	18 674

Au 30 juin 2011, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 723 millions d'euros (2 693 millions au 31 décembre 2010). Ils intègrent également depuis 2010, l'avance versée au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

23 Engagements hors bilan

23.1 Engagements donnés

Engagements donnés

(en millions d'euros)		30.06.2011	31.12.2010
Engagements donnés liés à l'exploitation	23.1.1	17 759	17 269
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	23.1.2	659	3 189
Engagements donnés liés au financement	23.1.3	4 598	4 990

Les engagements d'achats fermes et irrévocables de matières premières, d'énergie et de combustible nucléaire s'élèvent à 39 596 millions d'euros au 31 décembre 2010. Aucune variation significative n'a été constatée sur le 1^{er} semestre 2011.

23.1.1 Engagements donnés liés à l'exploitation

Au 30 juin 2011, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	642	801
Engagements sur commandes d'exploitation	4 715	3 992
Engagements sur commandes d'immobilisations	9 293	9 282
Autres engagements liés à l'exploitation	3 109	3 194
Engagements donnés liés à l'exploitation	17 759	17 269

23.1.2 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	107	2 457
Autres engagements donnés liés aux investissements	552	732
Total des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	659	3 189

L'opération de cession de la participation dans EnBW finalisée le 17 février 2011 se traduit par la disparition de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros dans les comptes du groupe EDF au titre de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25% d'actions EnBW détenues par OEW.

Par ailleurs, suite à l'offre publique simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Energies Nouvelles, les engagements pris par le Groupe vis-à-vis du groupe Mouratoglou décrits en note 42.1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010 n'existent plus au 30 juin 2011.

23.1.3 Engagements donnés liés au financement

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 30 juin 2011 sont les suivants :

(en millions d'euros)	30.06.2011	31.12.2010
Sûretés réelles d'actifs	4 282	4 633
Garanties sur emprunts	189	197
Autres engagements liés au financement	127	160
Engagements donnés liés au financement	4 598	4 990

23.2 Engagements reçus

Engagements reçus ⁽¹⁾

(en millions d'euros)	Notes	30.06.2011	31.12.2010
Engagements reçus liés à l'exploitation	23.2.1	4 519	3 990
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	23.2.2	11	4 500
Engagements reçus liés au financement		520	689

(1) Hors lignes de crédit détaillées en note 21.2.3 et hors engagements de livraison d'électricité.

Dans le cadre de la loi NOME (voir note 3.1), la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a notifié à EDF le 15 juin 2011, le volume global à céder aux fournisseurs au titre de la première période de livraison allant du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012, soit 61,3 TWh représentant un montant de 2 514 millions d'euro.

23.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie, toutes taxes comprises, correspond à deux fois le volume mensuel d'électricité le plus élevé de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur.

23.2.2 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Un versement de 4,5 milliards d'euros a été reçu par le Groupe le 17 février 2011 dans le cadre de la cession de la participation dans EnBW. De ce fait, il n'y a plus d'engagement reçu à ce titre au 30 juin 2011.

24 Composition du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 46 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2010.

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	30.06.2011	31.12.2010
Actions		6 575	6 820
Titres de dettes		6 879	6 685
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	13 454	13 505
Dérivés de couverture de change / actions	Juste valeur des dérivés de couverture	8	(12)
Autres éléments		1	(2)
Placements diversifiés obligataires et actions		13 463	13 491
RTE EDF Transport (50% de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	2 329	2 324
Total actifs dédiés		15 792	15 815

La dotation de trésorerie pour le 1^{er} semestre 2011 au portefeuille d'actifs dédiés s'établit à 210 millions d'euros (881 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2010).

Au 30 juin 2011, la différence entre la juste valeur et le prix de revient des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 574 millions d'euros avant impôt (744 millions d'euros au 31 décembre 2010).

25 Parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2010. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public, notamment auprès du groupe AREVA pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire et la maintenance des centrales nucléaires. Le groupe AREVA intervient également en tant que fournisseur dans la réalisation du projet EPR (European Pressurized Reactor) et contribue ainsi à la formation d'engagements sur commandes d'immobilisations.

Les transactions avec RTE EDF Transport sont présentées en note 14.1.

26 Evénements postérieurs à la clôture

26.1 EPR de Flamanville

EDF a annoncé le 20 juillet 2011 une commercialisation des premiers KWh produits par l'EPR de Flamanville en 2016 avec un coût actualisé du projet de l'ordre de 6 milliards d'euros.

Des étapes ont été franchies sur le chantier de l'EPR de Flamanville ces derniers mois (réalisation du génie civil à hauteur de 80%, démarrage du montage des tuyauteries et des matériels électriques,...). En France, Flamanville 3 est à la fois la première centrale nucléaire construite depuis 15 ans et le premier réacteur de technologie EPR. L'appréciation de l'ampleur des travaux à mener, notamment en matière de génie civil, a dû être révisée et EDF a décidé de mettre en place une nouvelle organisation avec ses partenaires.

26.2 Edison – renégociation des contrats d'approvisionnement en gaz naturel avec Promgas

Le 21 juillet 2011, Edison a finalisé avec succès la renégociation avec Promgas de ses contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel russe.

L'impact de cette renégociation sur les comptes consolidés semestriels du groupe EDF correspond à un profit avant impôt de 56 millions d'euros. En pratique, ce montant sera comptabilisé dans les comptes consolidés du Groupe sur le 2nd semestre 2011.

26.3 Accord technique et commercial entre EDF et AREVA

Les présidents d'EDF et d'Areva ont signé le 25 juillet 2011 en présence du ministre Eric Besson un accord technique et commercial, qui finalise les discussions engagées après le Conseil de Politique Nucléaire réuni par le Président de la République le 21 février 2011, sur trois sujets clefs de la coopération entre EDF et AREVA :

- la poursuite de l'optimisation de l'EPR, sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours (Olkiluoto, Flamanville, Taishan 1 et 2) ;
- l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, afin d'accroître la performance opérationnelle des réacteurs et de préparer l'allongement de leur durée d'exploitation au-delà de 40 ans ;
- la gestion du cycle du combustible, afin de qualifier de nouveaux produits combustibles et de renforcer la coopération industrielle sur le stockage des déchets radioactifs.

26.4 Dalkia signe le 26 juillet 2011 un accord préliminaire d'achat sur 85% des parts de SPEC

Dalkia a remporté la privatisation du réseau de chaleur de Varsovie, premier réseau de l'Union européenne. L'accord préliminaire d'achat porte sur 85% des parts du réseau de chauffage urbain de Varsovie SPEC pour 360 millions d'euros de valeur d'entreprise. Dalkia devrait bénéficier d'un important levier opérationnel, notamment grâce à l'optimisation des coûts fixes du réseau et des synergies qui pourront être déployées avec les activités existantes de l'entreprise en Pologne.

La transaction est soumise à l'approbation de l'Union européenne et du Conseil municipal de la ville. La clôture de l'opération est attendue pour le dernier trimestre 2011.



KPMG Audit
1, cours Valmy
92923 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Electricité de France S.A.

Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2011

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011
Electricité de France S.A.
22 – 30, avenue de Wagram – 75008 Paris



KPMG Audit
1, cours Valmy
92923 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Report des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2011

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale et en application de l'article L.451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Electricité de France S.A., relatifs à la période du 1er janvier au 30 juin 2011, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité de votre Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la Direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34 du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 19.2 et 19.3. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation à long terme ainsi que d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 28 juillet 2011


Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu



Alain Pons



Patrick E. Suissa