



# GROUPE EDF

## Rapport financier semestriel juin 2009

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 15 (« Perspectives Financières 2009 ») 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 4.2 (« Facteurs de risque ») du Document de Référence du Groupe EDF pour l'année 2008.

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.

- 1 - Déclaration de la personne physique assumant la responsabilité du rapport financier semestriel
- 2 - Rapport semestriel d'activité à fin juin 2009
- 3 - Comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009
- 4 - Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2009 (période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2009)

**Déclaration de la personne physique assumant la responsabilité**  
**du rapport financier semestriel**

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés au 30 juin 2009 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et le rapport semestriel d'activité ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

A Paris le 29 juillet 2009

Pierre Gadonneix

Président-Directeur Général d'EDF



# GROUPE EDF

## Rapport semestriel d'activité juin 2009

<b>1 Chiffres clés.....</b>	<b>7</b>
<b>2 Eléments de conjoncture et événements marquants du semestre .....</b>	<b>8</b>
<b>3 Introduction à l'analyse des résultats du premier semestre 2009 .....</b>	<b>18</b>
<b>4 Segmentation de l'information financière.....</b>	<b>19</b>
<b>5 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2009 et 2008.....</b>	<b>20</b>
<b>6 Analyse du résultat d'exploitation par zone géographique .....</b>	<b>24</b>
<b>7 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements.....</b>	<b>33</b>
<b>8 Gestion et contrôle des risques marchés.....</b>	<b>38</b>
<b>9 Provisions .....</b>	<b>43</b>
<b>10 Obligations contractuelles.....</b>	<b>44</b>
<b>11 Evénements postérieurs au 30 juin 2009 .....</b>	<b>45</b>
<b>12 Principaux risques et incertitudes pour le second semestre 2009 .....</b>	<b>46</b>
<b>13 Opérations avec les parties liées.....</b>	<b>46</b>
<b>14 Faits marquants relatifs aux litiges en cours .....</b>	<b>46</b>
<b>15 Perspectives financières 2009 .....</b>	<b>47</b>

## 1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009 du Groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe au premier semestre 2009 sont les suivants :

### Extraits des comptes de résultats consolidés

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009 <sup>(2)</sup>	1 <sup>er</sup> semestre 2008 <sup>(1)</sup>	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	34 897	32 239	2 658	8,2
Excédent brut d'exploitation (EBE)	10 141	9 041	1 100	12,2
Résultat d'exploitation	6 775	5 913	862	14,6
Résultat avant impôts des sociétés intégrées <sup>(3)</sup>	4 573	4 447	126	2,8
Résultat net part du Groupe	3 117	3 116	1	0,0
Résultat net courant <sup>(4)</sup>	2 926	3 096	(170)	(5,5)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « coûts d'emprunts », (voir les notes 1 et 2 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009)

(2) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

(3) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net du Groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence et des intérêts minoritaires.

(4) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Le résultat net courant correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents nets d'impôts (voir § 5.8).

### Cash flow opérationnel

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009 <sup>(1)</sup>	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel <sup>(2)</sup>	6 862	6 358	504	7,9

(1) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

(2) EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Le cash flow opérationnel n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le tableau de flux de trésorerie consolidé du Groupe. Cet indicateur, appelé également « FFO » (Funds From Operations), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation (Tableau des flux de trésorerie) hors variation du besoin en fonds de roulement, diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé corrigé des effets non récurrents de l'impôt.

### Informations relatives à l'endettement financier

En millions d'euros	30 juin 2009 <sup>(1)</sup>	31 décembre 2008	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net	36 791	24 476	12 315	50,3
Capitaux propres - part du Groupe	26 016	23 197	2 819	12,2

(1) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

## 2 Eléments de conjoncture et événements marquants du semestre

### 2.1 Eléments de conjoncture

#### 2.1.1 Evolution du PIB <sup>1</sup>

Après une baisse d'activité déjà forte fin 2008 et encore accentuée au premier trimestre 2009 dans une majorité de pays (au premier trimestre 2009, les économies des pays de l'OCDE<sup>2</sup> se sont de nouveau fortement contractées : -2,1 % après -1,9 % au trimestre précédent), des signaux moins négatifs sont apparus au deuxième trimestre 2009.

Au second semestre la montée en puissance des plans de relance soutenant l'investissement public et la demande des ménages pourraient faire sentir leurs premiers effets sur l'économie. Cependant, l'activité pourrait encore reculer dans les économies des pays de l'OCDE au second semestre.

Dans la **zone Euro**, où le Groupe EDF réalise l'essentiel de son activité, le PIB devrait régresser de 5,2% en 2009, après une croissance de 0,6% en 2008 (et de 2,7% en 2007).

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

##### 2.1.2.1 Prix de gros spot de l'électricité en France, en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie <sup>3</sup>

Au cours du premier semestre 2009, les prix spot de l'électricité en Europe, hors Italie, se sont repliés de plus de 30% par rapport au premier semestre 2008. Ils ont suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des permis d'émission de CO<sub>2</sub>.

**En France**, les prix spot de l'électricité se sont établis, en moyenne sur le premier semestre 2009, à 41,5€/MWh en base et 52,8€/MWh en pointe, en baisse de près de 36% en base (-23,5€/MWh) et de 38% en pointe (-32,8€/MWh) par rapport au premier semestre 2008.

**En Allemagne**, les prix spot se sont établis en moyenne à 39,8€/MWh en base et 51,3€/MWh en pointe au premier semestre 2009. Ils ont diminué de 35% (-21,1€/MWh) en base et de 36% (-29,3€/MWh) en pointe par rapport au premier semestre 2008. Cette baisse, moins prononcée que celle des prix français, s'explique par la moindre production éolienne allemande sur les trois premiers mois de l'année 2009 (-1,6 GW). Les prix spot français ont été en moyenne supérieurs de 1,7€/MWh aux prix allemands au premier semestre 2009 contre 4,1€/MWh au premier semestre 2008.

**Au Royaume-Uni**, les prix spot se sont établis en moyenne au premier semestre 2009 à 44,7€/MWh en base et 54,4€/MWh en pointe, en baisse de 45% en base (-37€/MWh) comme en pointe (-45,1€/MWh) par rapport au premier semestre 2008. Cette baisse significative s'explique principalement par l'effondrement des prix du gaz entre le premier semestre 2008 et le premier semestre 2009. En outre, la baisse des prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub> et le moindre impact des contraintes liées à la directive européenne GIC (Grandes Installations de Combustion) en raison des investissements réalisées au Royaume-Uni dans des moyens de dépollution ont tiré les prix spot à la baisse.

**En Italie**, les prix spot en base ont suivi la même tendance pour reculer de près de 18% par rapport au premier semestre 2008 et s'établir en moyenne à 66,3€/MWh. Cette baisse moins marquée que dans les autres pays européens s'explique principalement par un moindre recul des prix du gaz, dont les évolutions sont reflétées dans les prix de l'électricité. En effet, en Italie, les prix des contrats gaz sont généralement calculés à partir de moyennes mobiles sur une durée qui peut aller jusqu'à 6 mois.

<sup>1</sup> Source : Note de conjoncture INSEE juin 2009 extraits.

<sup>2</sup> Organisation de Coopération et de Développement Economique

<sup>3</sup> France : cotation moyenne de la veille sur la Bourse Powernext pour une livraison le jour même ; Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EEX pour une livraison le jour même ; Royaume-Uni : cotation moyenne Platts de la veille sur le marché de gré à gré pour une livraison le jour même ; Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

### 2.1.2.2 Prix à terme de l'électricité en France, en Allemagne et au Royaume-Uni<sup>4</sup>

Au cours du premier semestre 2009, les prix à terme de l'électricité en Europe ont également suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des permis d'émission de CO<sub>2</sub> et se sont repliés de plus de 20% par rapport au premier semestre 2008.

**En France**, le prix moyen du contrat annuel 2010 s'est négocié à 52,4€/MWh en base et 74,4€/MWh en pointe, en baisse de 24% en base comme en pointe (respectivement -16,6€/MWh et -20,8€/MWh) par rapport au premier semestre 2008. Le contrat annuel 2010 en base a fortement diminué en début d'année, passant de près de 60€/MWh début janvier à 43,8€/MWh fin février avant de se stabiliser à environ 54,3€/MWh depuis le mois d'avril. Il clôture le semestre à 53,1€/MWh.

**En Allemagne**, le contrat annuel 2010 a suivi la même tendance. Il s'est établi en moyenne sur le premier semestre 2009 à 50,8€/MWh en base, soit une baisse de 24% (-16,2€/MWh) par rapport au premier semestre 2008. L'écart de prix entre les contrats allemand et français est resté stable par rapport au premier semestre 2008 : les prix allemands ont été en moyenne inférieurs de 1,6€/MWh.

**Au Royaume-Uni**, le contrat annuel *April ahead* 2009 en base a suivi l'évolution des prix à terme du gaz et des permis d'émission de CO<sub>2</sub>. Il s'est négocié en moyenne à 52,6€/MWh soit une baisse de 37% (-30,6€/MWh) par rapport au premier semestre 2008. Il a clôturé le semestre à 53,8€/MWh contre 112,3€/MWh à fin juin 2008.

### 2.1.2.3 Evolution du prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub><sup>5</sup>

Le prix des permis d'émissions de CO<sub>2</sub> de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2010 a chuté de 11€/t CO<sub>2</sub> entre le premier semestre 2008 et le premier semestre

---

<sup>4</sup> France et Allemagne : cotation moyenne Platts du contrat annuel 2010 ; Royaume Uni : cotation moyenne Platts des contrats annuel avril 2009 puis avril 2010 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars). Il n'y a pas en Italie de cotation de prix à terme.

<sup>5</sup> Cotation moyenne Argus du contrat annuel de la phase II (2008-2012)

2009, pour s'établir à 13 €/t CO<sub>2</sub>. Ce repli de 46% s'explique par la baisse de l'ensemble des prix des matières premières énergétiques et le ralentissement de l'économie mondiale.

### 2.1.2.4 Prix des combustibles fossiles

Les prix à terme du charbon<sup>6</sup> en Europe ont fortement reculé à partir de l'été 2008. Au premier semestre 2009, le prix du contrat annuel s'est établi en moyenne à 84\$/t contre 138\$/t au premier semestre 2008, soit une baisse de 39%. Ce repli s'explique par la diminution de la demande mondiale de charbon, notamment en Europe, et se matérialise par des niveaux de stocks importants dans les principaux ports. En outre, les prix du fret maritime ont fortement diminué avec le ralentissement des échanges maritimes mondiaux. Le contrat annuel 2010 clôture à 86\$/t le 30 juin 2009.

Au premier semestre 2009, le prix du pétrole<sup>7</sup> (Brent) s'est négocié en moyenne à 52\$/bl, contre 110\$/bl au premier semestre 2008, en recul de 52%. Cette chute est liée à la diminution de la demande mondiale en produits pétroliers, en dépit d'une baisse importante de la production des pays membres de l'OPEP. Toutefois, le Brent s'oriente à nouveau à la hausse à partir d'avril et clôture le semestre à 69\$/bl.

Le prix du contrat annuel de gaz naturel<sup>8</sup> au Royaume-Uni s'est établi à 51 p/therm en moyenne au premier semestre 2009, en recul de 28% par rapport au premier semestre 2008. Jusqu'à la fin du mois d'avril, il a suivi la baisse du prix du pétrole. Il a ensuite continué de se replier, en raison des prévisions de recul de la demande industrielle et de stocks importants. Il clôture le semestre à 45 p/therm.

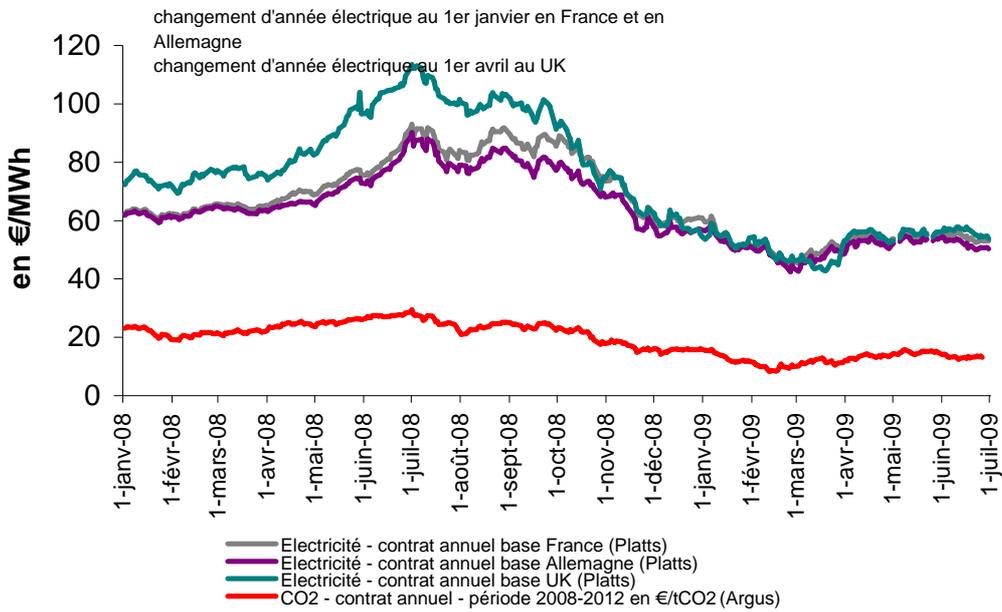
---

<sup>6</sup> Cotation moyenne Argus du contrat annuel pour une livraison en Europe (CIF ARA)

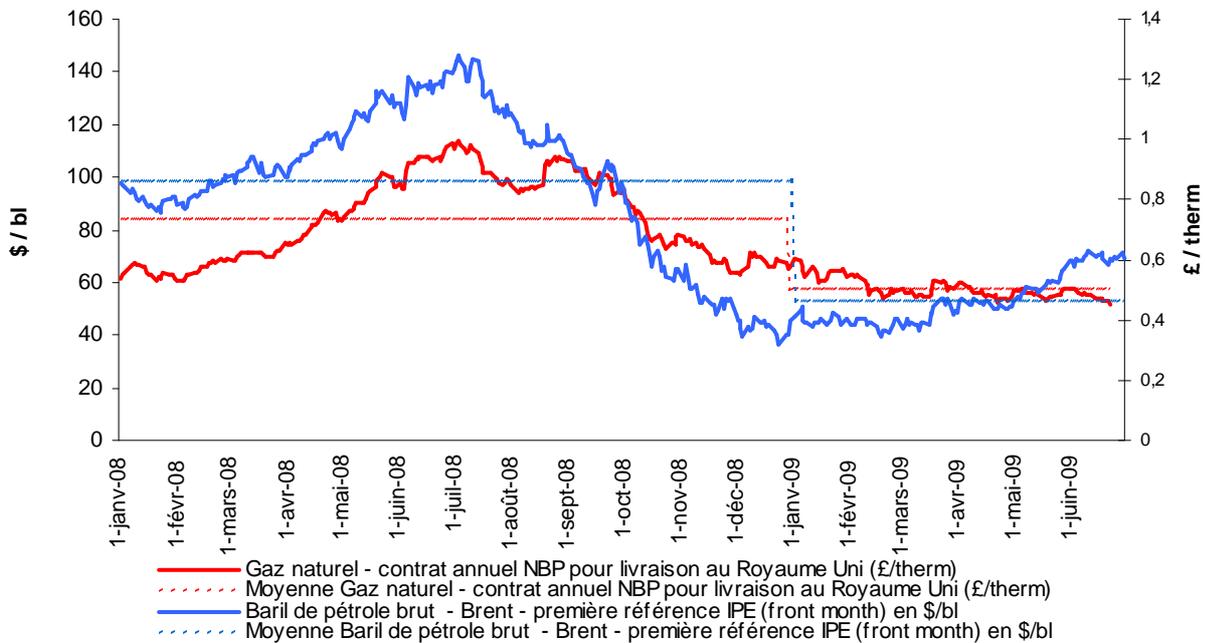
<sup>7</sup> Baril de pétrole brut - Brent - première référence IPE (front month)

<sup>8</sup> Cotation moyenne Platts pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume Uni (NBP)

## Evolution des prix à terme de l'électricité en France, en Allemagne et au Royaume-Uni et des prix des permis d'émissions de CO<sub>2</sub> (phase II 2008-2012)



## Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



### 2.1.3 Consommation d'électricité

La consommation d'électricité en France<sup>9</sup> a été de 251,1 TWh, en diminution de 0,9% par rapport au premier semestre 2008. Elle a été supérieure en janvier et février 2009 en moyenne de 6,3% à celle constatée sur les deux premiers mois de l'année 2008 en raison de températures plus froides. A partir du mois de mars, la demande s'est repliée sous l'effet du radoucissement des températures et de la baisse de la consommation dans l'industrie liée à la crise économique. Au 2<sup>ème</sup> trimestre 2009, la consommation d'électricité en France a été inférieure de 5,5% à celle constatée au 2<sup>ème</sup> trimestre 2008.

La consommation intérieure d'électricité pour le premier semestre 2009 est en décroissance par rapport au premier semestre 2008 de 5% au Royaume-Uni, de 6,5 % en Allemagne et de 8,6% en Italie<sup>10</sup>.

### 2.1.4 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs de vente de l'électricité ont augmenté, à compter du 15 août 2008, de 2% pour le tarif bleu, 6% pour le tarif jaune et de 8% pour le tarif vert.

En **Allemagne**, EnBW a augmenté son tarif de base d'électricité de 4,9% en moyenne à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2008 avec garantie de stabilité sur un an.

Pour l'activité gaz naturel, les prix ont augmenté de 19,7% au 1<sup>er</sup> novembre 2008, puis diminué de 4% au 1<sup>er</sup> janvier 2009. Une nouvelle baisse de 5,1% doit avoir lieu au 1<sup>er</sup> juillet 2009.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a augmenté en juillet 2008, ses tarifs d'électricité de 17% et de gaz naturel de 22%.

Début 2009, EDF Energy a baissé ses tarifs d'électricité pour les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises de 8,8% à compter du 31 mars 2009.

<sup>9</sup> données brutes provisoires communiquées par RTE, non corrigées des aléas climatiques

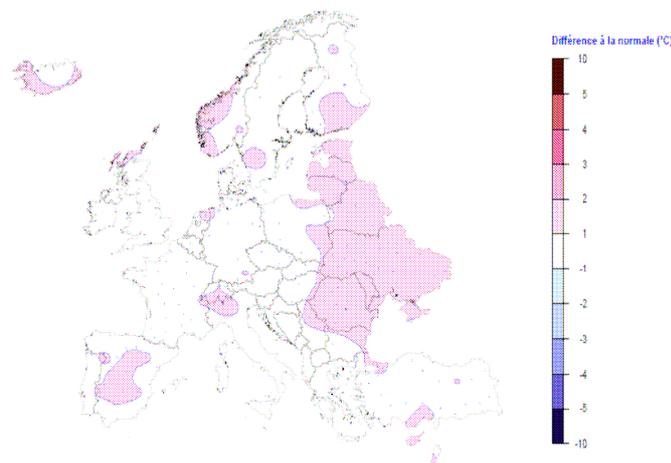
<sup>10</sup> Pour les pays autres que la France, estimations par les filiales locales d'EDF ; pour l'Italie, il s'agit d'une estimation pour la période de janvier à mai 2009 par rapport à la même période de l'année précédente.

### 2.1.5 Conditions climatiques

#### 2.1.5.1 Températures

Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2009 à juin 2009

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.



Station de la Base de Données Climatologiques de METEO FRANCE

#### Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2009 à juin 2009<sup>11</sup>

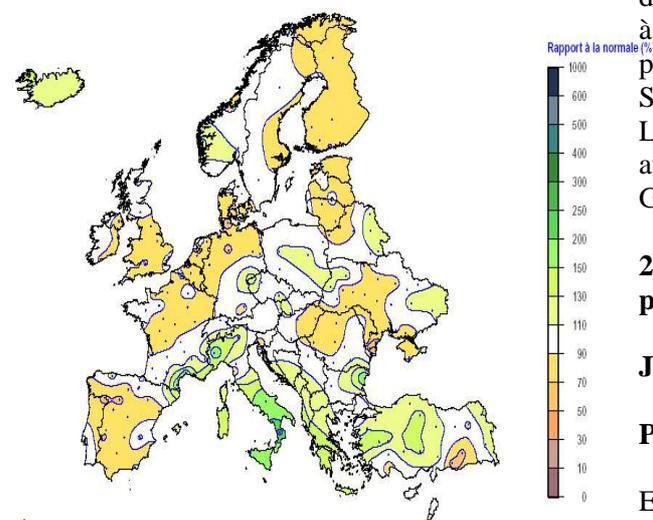
En France, au premier semestre 2009 les températures ont été inférieures aux normales de saison de 0,8°C en moyenne, alors qu'elles s'étaient établies au niveau des normales au premier semestre 2008. Les mois de janvier et février ont été particulièrement froids, avec des températures inférieures aux normales de respectivement 2,5°C et 1,8°C. Au printemps, les températures sont restées proches des normales de saison alors qu'elles étaient inférieures de 0,5°C aux normales sur la même période en 2008.

<sup>11</sup> Données provisoires : 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 sur l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

## 2.1.5.2 Pluviométrie

### Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de décembre 2008 à mai 2009

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.



Extrait de la Base de Données Climatologiques de METEO FRANCE

### Pluviométrie de décembre 2008 à mai 2009 <sup>12</sup>

En France, les conditions pluviométriques ont été très contrastées entre le sud et le nord du pays. Les précipitations ont permis de constituer un stock de neige très important sur les Pyrénées et excédentaire sur les Alpes du Sud.

Dans les autres pays européens, on notera un excédent pluviométrique sur les pays de l'arc méditerranéen (à l'exception de l'Espagne) et un déficit sur la moitié Nord de l'Europe.

## 2.2 Evénements marquants <sup>13/14</sup>

### 2.2.1 Développements stratégiques

Le Groupe concrétise sa stratégie : être un acteur majeur dans le renouveau du nucléaire dans le monde, conforter son leadership européen et promouvoir l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables.

<sup>12</sup> Données provisoires : rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes pour la période de six mois de décembre 2008 à mai 2009.

<sup>13</sup> Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 14 du présent document.

<sup>14</sup> Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : [www.edf.com](http://www.edf.com).

Dans ce cadre, le Groupe a réalisé des opérations stratégiques majeures au premier semestre 2009 : finalisation de l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni et annonce d'un partenariat avec Centrica devant conduire à la prise de contrôle de SPE en Belgique, participation au nouvel ensemble Alpiq en Suisse.

Les investissements opérationnels sont en forte augmentation dans toutes les activités du Groupe.

### 2.2.2 Principaux événements marquants du premier semestre 2009

#### Janvier 2009

##### Prise de contrôle de British Energy

EDF a acquis de manière effective le contrôle de British Energy le 5 janvier 2009.

Le retrait de la cote des titres British Energy est intervenu le 3 février 2009 (voir également note 3 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009).

##### Financement de la stratégie du Groupe

EDF a procédé le 23 janvier 2009 au lancement de deux emprunts obligataires libellés en euros d'un montant total de 4 milliards d'euros.

Le 26 janvier 2009, EDF a réalisé une émission obligataire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission).

En mars 2009, EDF a procédé à un emprunt de 650 millions de francs suisses.

EDF a également procédé à l'émission d'un emprunt obligataire de 1,5 milliard de livres sterling le 2 juin 2009 et d'un emprunt obligataire d'un montant global de 110,4 milliards de yens en juillet 2009 sur le marché japonais (emprunt samourai).

Enfin, EDF a procédé, en juin et juillet 2009, à l'émission d'un emprunt obligataire ouvert aux particuliers en France. Cet emprunt d'un montant final de 3,3 milliards d'euros, est

rémunéré annuellement à un taux d'intérêt fixe de 4,5 % et est d'une durée 5 ans.

La description de ces emprunts est détaillée en note 28 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et concourent pour partie au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy de 11 milliards de livres sterling souscrit en septembre 2008 et tiré au début de l'année 2009. Au 30 juin 2009, le montant des sommes tirées non remboursées au titre de cet emprunt s'élevait à 4,8 milliards de livres sterling.

### **Tempête dans le Sud-Ouest**

Des tempêtes d'une intensité exceptionnelle ont touché plusieurs départements du Sud-Ouest de la France en début d'année 2009. EDF estime que le coût de ces tempêtes est de l'ordre de 150 millions d'euros, affectant plus particulièrement ERDF.

### **Evolution de la participation d'EDF dans Alpiq Holding SA (ex Atel Holding SA)**

Les accords conclus en décembre dernier ont permis à EDF de détenir à partir de la fin du mois de janvier 2009 une participation directe de 25% dans le nouvel énergéticien suisse Alpiq Holding SA, issu du regroupement des activités des énergéticiens suisses ATEL et EOS.

Le montant global de l'opération s'élève pour EDF à 1 058 millions de francs suisses (soit environ 705 millions d'euros, sur la base d'un taux de change de 1,5 CHF/€). Pour la financer, EDF a effectué un apport des droits d'énergie issus de sa participation de 50% dans le barrage d'Emosson, situé à la frontière franco-suisse, évalués à 722 millions de francs suisses (soit environ 481 millions d'euros) et un apport en numéraire de 336 millions de francs suisses (soit environ 224 millions d'euros).

### **Février 2009**

**EDF et ENEL ont conclu le 24 février 2009 un partenariat industriel pour le développement de l'énergie nucléaire en Italie**

Le gouvernement italien a annoncé fin 2008 sa volonté de lancer un programme nucléaire, avec pour objectif le démarrage de la construction des premières centrales en 2013. La France et l'Italie ont signé le 24 février 2009 un accord de coopération nucléaire qui couvre l'intégralité de la filière et ouvre le marché italien aux opérateurs nucléaires français. Cet accord prévoit également l'implication de groupes italiens au développement du nucléaire civil en France, et encourage la coopération franco-italienne pour l'exportation de la technologie nucléaire vers des pays tiers. Dans ce cadre, EDF et Enel ont signé deux accords : le premier prévoit la création d'un consortium 50/50 entre EDF et Enel, chargé de réaliser des études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie ; le second prévoit d'étendre la participation d'Enel dans le nouveau programme français, et de l'associer dans la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR à Penly.

Déjà partenaire à hauteur de 12,5% dans l'EPR en construction à Flamanville, Enel prendrait ainsi une participation, aux côtés d'autres partenaires, dans le second EPR français, dont la réalisation sera conduite par EDF pour une mise en service en 2017.

### **Mars 2009**

**Edison a signé avec le gouvernement égyptien et EGPC un accord sur l'exploitation du champ offshore d'Aboukir en Egypte. Une nouvelle découverte d'hydrocarbures est intervenue**

Edison a obtenu, en janvier 2009, les droits d'exploration, de production et de développement des champs gaziers d'Aboukir et augmente ainsi ses réserves d'hydrocarbures de 27 milliards de m<sup>3</sup>. La production annuelle totale de gaz naturel du champ d'Aboukir est de 1,5 milliard de m<sup>3</sup>.

Edison a annoncé le 31 mars 2009 une nouvelle découverte d'hydrocarbures à Aboukir qui pourrait permettre d'accroître la production d'environ 30% par rapport au niveau actuel.

## Avril 2009

### **Royaume-Uni : vente aux enchères de terrains destinés à accueillir de nouvelles centrales nucléaires**

Suite aux ventes aux enchères tenues conformément à l'engagement conditionnel (*Simultaneous Marketing Agreement*) conclu avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA), le terrain détenu par EDF à Wylfa a été vendu le 29 avril 2009 au consortium RWE/E.ON sous réserve de la réalisation des conditions suspensives. A l'occasion de ces mêmes ventes aux enchères, EDF Development Company Limited, filiale du Groupe EDF, a acquis le terrain détenu par la NDA à Bradwell, dans le sud-est du Royaume-Uni.

### **EDF s'engage dans la technologie de production d'électricité à partir de « charbon supercritique » en Chine**

Le Groupe EDF a obtenu le 2 avril 2009 l'autorisation des autorités chinoises d'acquérir une participation de 35% dans une joint-venture avec des partenaires chinois, pour exploiter deux unités de 600 MW chacune d'une centrale thermique à flamme au charbon « supercritique » dans la province du Henan, mises en service en 2007 à Sanmenxia.

### **Décision de l'Autorité de la concurrence en date du 8 avril 2009 concernant la plainte de la société Solaire Direct à l'encontre d'EDF**

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct avait saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, faisant état de « pratiques du groupe EDF et de ses filiales sur le marché de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque », pratiques constituant, selon elle, un abus de position dominante de nature à freiner ainsi l'entrée et le développement de nouveaux entrants sur ce marché. Dans sa décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence enjoint ainsi à EDF de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF et de faire cesser, par les agents répondant au 3929, toute référence aux services offerts par EDF Energies Réparties (EDF-ENR); ainsi que de ne plus mettre à la

disposition d'EDF-ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés.

EDF se conforme à ces injonctions.

## Mai 2009

### **Accord Centrica -EDF**

Aux termes d'un accord du 11 mai 2009, Centrica va investir dans les activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni qui couvrent le parc nucléaire actuel de British Energy ainsi que le développement et la construction d'une nouvelle génération de centrales nucléaires. Centrica va acquérir 20% du capital de British Energy<sup>15</sup>, dont EDF a pris le contrôle en janvier 2009.

Les éléments clés de la transaction sont les suivants :

- Centrica va investir 2,3 milliards de livres sterling (2,5 milliards d'euros) pour 20% du capital de Lake Acquisitions Limited, le véhicule d'acquisition du groupe EDF ayant servi à acquérir British Energy,
- EDF et Centrica disposeront de l'électricité produite par British Energy sur une base de 80/20,
- EDF fournira à Centrica 18 TWh d'électricité supplémentaires au prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011,
- EDF et Centrica formeront une joint-venture par laquelle ils entreprendront les activités de pré-développement d'un programme de nouveau nucléaire,
- EDF et Centrica ont pour objectif, dans le cadre de ce programme, de construire, exploiter puis déconstruire à terme quatre réacteurs nucléaires de technologie EPR,
- EDF va acquérir la participation indirecte de 51 % de Centrica dans SPE pour 1,3 milliard d'euros,
- L'investissement de Centrica dans British Energy et l'acquisition de SPE par le groupe EDF sont conditionnés l'un à l'autre, ont été approuvés par l'assemblée générale extraordinaire de Centrica qui s'est tenue en juin 2009 et sont soumis à l'obtention de diverses autorisations réglementaires au Royaume-Uni et en Europe,

<sup>15</sup> Au travers de sa maison-mère Lake Acquisitions Ltd

- La somme nette devant être payée par Centrica à EDF dans le cadre de cette transaction globale sera d'environ 1,1 milliard de livres sterling (1,2 milliard d'euros),
- La mise en oeuvre de la transaction devrait avoir lieu vers la fin du troisième trimestre 2009.

### **Projet EPR de Penly (Seine Maritime)**

Le 1er mai 2009, il a été annoncé que la société de projet chargée de la construction du deuxième réacteur nucléaire de type EPR en France réalisé par EDF sur le site de Penly en Seine-Maritime sera détenue par EDF à hauteur de 50 % plus une action et par GDF Suez à hauteur de 33,33 % plus une action. Le 4 mai 2009, GDF Suez et Total ont annoncé que GDF rétrocéderait 25% de sa participation à Total. EDF décidera de la participation d'autres électriciens au projet, via notamment la fraction résiduelle de 16,66 % du capital de la société de projet.

### **EnBW prend des parts dans des centrales précédemment détenues par E.ON et renforce sa position dans la production d'électricité**

EnBW a acheté à E.ON 50 % de ses parts dans la centrale au charbon de Lippendorf, ainsi que les 8,3% qu'E.ON détenait dans la centrale au charbon de Bexbach.

Suite à cette opération, EnBW bénéficie de plus de 880 MW de capacité de production dans la production de Lippendorf.

### **Juin 2009**

#### **EDF Energies Nouvelles met en service le parc éolien de Sauveterre en France**

EDF Energies Nouvelles a mis en service un parc éolien de 12 MW dans le sud de la France. Au premier semestre, ont été également mis en service en France ceux de Fiennes (12 MW) dans le Pas-de-Calais et de Fierville (28 MW) dans le Calvados.

EDF Energies Nouvelles a ainsi mis en service 311 MW au cours du premier semestre, principalement aux Etats-Unis, en France, au Portugal, en Grèce et en Belgique.

#### **EDF porte sa participation de 20% à 25% dans l'énergéticien autrichien ESTAG**

EDF a acquis la participation de 20% détenue par GDF SUEZ au capital de SIA (Société d'Investissement en Autriche), devenant ainsi l'unique actionnaire de cette holding qui détient elle-même 25% du capital de l'énergéticien autrichien ESTAG (Energie Steiermark), aux côtés du Land de Styrie, propriétaire des 75% restant d'ESTAG.

### **Poursuite du processus d'acquisition de 49,99% des actifs nucléaires de Constellation Energy Group (CEG)**

Le 11 juin 2009, la Commission des Services Publiques du Maryland (MPSC) a décidé de se déclarer compétente pour autoriser l'achat par EDF de 49,99% des actifs nucléaires de CEG, indiquant que, suite à cette acquisition, EDF pourrait avoir une influence substantielle sur l'activité régulée de CEG (Baltimore Gas & Electricity, BGE). La MPSC a indiqué qu'elle se fixait comme objectif de rendre sa décision début septembre 2009, de façon à s'inscrire dans le calendrier prévisionnel de clôture de la transaction.

CEG et EDF ont chacune introduit un appel contre cette déclaration de compétence de la MPSC. Le 2 juillet, cet appel a été rejeté. La date de la décision de la MPSC reste fixée à septembre 2009. Cette décision pourrait alors, le cas échéant, faire l'objet d'une nouvelle procédure d'appel par CEG et EDF.

### **2.2.3 Environnement réglementaire (France)**

#### **2.2.3.1 Concessions de forces hydrauliques**

L'article 7 de la loi n°2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

L'article 33 de la loi n°2006-1771 du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006 prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des

ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n°2008-1009 du 26 septembre 2008 a apporté notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Conformément aux dispositions prévues par ce décret, EDF a soumis en début d'année 2009 à l'agrément du ministère les dépenses éligibles à indemnisation. L'instruction de ce dossier par l'administration est en cours.

La prise en compte de ces évolutions réglementaires a conduit à modifier, à compter du 1er janvier 2009, le plan d'amortissement pour les ouvrages remis gratuitement en fin de concession et non indemnisables en l'accélération sur la durée résiduelle de la concession lorsque cette dernière est inférieure à la durée de vie technique des ouvrages.

L'accélération du plan d'amortissement conduit à une charge supplémentaire de 7 millions d'euros sur le premier semestre 2009.

### **2.2.3.2 Lois SRU - UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)**

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité Renouvellement Urbains) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en oeuvre d'un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (Collectivités en charge de l'Urbanisme et clients raccordés),
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation des opérations de raccordement,
- prise en charge directement dans le tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par le biais de taux de réfaction applicables aux prix du barème, la part facturée aux bénéficiaires étant désormais dénommée « contribution » et se substituant aux mécanismes antérieurs (tickets de raccordement, participations et remises gratuites des aménageurs).

Un barème de prix a été proposé à la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

qui l'a approuvé en 2008. Ces nouvelles dispositions ont été précisées dans l'arrêté publié le 20 novembre 2008, qui est entré en vigueur le 1er janvier 2009. Les contributions perçues en application de ce texte sont comptabilisées en chiffre d'affaires sur l'exercice au cours duquel elles sont reçues.

### **2.2.3.3 Travaux de la Commission Champsaur**

La commission Champsaur a remis le 27 avril 2009 aux ministères de l'Economie et de l'Ecologie un rapport dans lequel elle préconise "d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique, pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national".

Elle propose également de supprimer les tarifs réglementés de vente aux clients industriels (tarifs verts et une partie des tarifs jaunes) ainsi que le TaRTAM (tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché) instauré en 2007 et valable jusqu'à mi-2010. Par ailleurs, la commission préconise le maintien des tarifs réglementés pour les particuliers et les petits professionnels (tarifs bleus et une partie des tarifs jaunes), tout en précisant que "le niveau de ces tarifs doit être tel qu'il permette à la concurrence d'élaborer des offres compétitives basées sur l'approvisionnement par un accès régulé à la production en base". La Commission prévoit également que "les consommateurs devront pouvoir aller et venir sans contrainte des offres réglementées aux offres libres et réciproquement" et que "tous les fournisseurs pourront proposer les offres aux tarifs réglementés".

Après une phase de consultation des acteurs du secteur et de la Commission européenne en mai 2009, des textes appropriés devraient être élaborés au second semestre 2009.

### **2.2.3.4 Evolution des tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 3)**

Sur proposition de la CRE au gouvernement, les gestionnaires de réseaux vont appliquer pour 4 ans un nouveau tarif d'acheminement (TURPE 3) en remplacement du tarif TURPE 2. Ce tarif permettra à ERDF

d'accroître les investissements et de mettre en oeuvre son programme ciblé de redressement de la qualité. Il incitera également ERDF à améliorer ses performances et favorisera la maîtrise de l'énergie.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux vont s'appliquer pendant 4 ans, avec au 1er août 2009 une première augmentation respectivement de 3% pour la distribution et de 2% pour le transport. Ils seront ensuite mis à jour chaque année.

## 2.2.4 Gouvernance

Monsieur Pierre Sellal<sup>1</sup> a été nommé, par décret du 1er avril 2009, en qualité d'administrateur d'EDF représentant l'Etat, en remplacement de Monsieur Gérard Errera.

## 2.2.5 Principales évolutions du périmètre de consolidation du premier semestre 2009<sup>16</sup>

- Secteur « Royaume-Uni »

- La finalisation de l'offre publique d'achat de British Energy conduit à la consolidation de cette société par intégration globale à compter du 5 janvier 2009 au sein du sous-groupe EDF Energy.
- Le coût d'acquisition de British Energy, incluant les 26,5% achetés en septembre 2008, s'élève à 12 603 millions de livres sterling, équivalent à 13 466 millions d'euros sur la base du cours de change apprécié à la date de prise de contrôle du 5 janvier 2009 (1£ = 1,0686€).

- Secteur « Allemagne »

- Acquisition le 31 mars 2009 de 100% des sociétés Plambeck Neue Energien Windpark Fonds LX GmbH & Co.KG, Cuxhaven, Plambeck Neue Energien Windpark Fonds CI GmbH & Co.KG, Cuxhaven et Plambeck Neue Energien Windpark Fonds CIV GmbH & Co.KG,

Cuxhaven pour un montant de 33 millions d'euros (15 millions d'euros en quote-part EDF).

- Acquisition fin mai 2009 de 100% de la société Lippendorf GmbH qui détient 50% de la centrale de Lippendorf et de 100% de la société Bexbach GmbH qui détient 8,3% de la centrale à charbon de Bexbach. Le prix d'acquisition total s'élève à 915 millions d'euros (421 millions d'euros en quote-part EDF). Le goodwill provisoire s'établit à 485 millions d'euros (223 millions d'euros en quote-part EDF). Conformément aux dispositions de la norme IFRS 3, le Groupe dispose de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

- Secteur « Italie »

- Acquisition en janvier 2009 de la concession gazière d'Aboukir en Egypte pour un montant de 1 011 millions d'euros (quote-part du groupe EDF 495 millions d'euros).
- Acquisition en mars 2009 d'une participation de 80% dans la société AMG Gas SRL pour 25 millions d'euros (quote-part du groupe EDF 12 millions d'euros).
- Acquisition en mars 2009 de 100% de la société Energiaki Thessaloriki SA (T.Power) via la joint-venture Elpedison BV co-contrôlée à parité par Edison et Hellenic Petroleum.

- Secteur « Autre international »

- Rachat en mars 2009 à l'Etat polonais de 28,05% de titres ECK portant le pourcentage de détention d'EDF dans ECK de 66,26% à 94,31%.
- Rachat en juin 2009 à GDF SUEZ de 20% de SIA par EDF International, filiale à 100% du groupe EDF, portant le pourcentage de détention à 100% dans cette société et le pourcentage d'intérêt à 25% dans ESTAG.

- Secteur « Autres activités »

- Montée au capital d'EDF Investissements Groupe en juin 2009 portant le taux de détention d'EDF de 84,85% à 92,13%.

<sup>1</sup> Pierre Sellal (né en 1952) est diplômé de la Faculté de Droit et de Sciences Economiques de Strasbourg, et de l'Ecole Nationale d'Administration. Depuis avril 2009, il est Secrétaire général du Ministère des Affaires étrangères et européennes.

<sup>16</sup> Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009, note 6 « évolution du périmètre de consolidation ».

### 3 Introduction à l'analyse des résultats du premier semestre 2009

La présente analyse des résultats 30 juin 2009 du Groupe doit être lue conjointement avec les comptes consolidés résumés du semestre préparés par le Groupe. Les comptes consolidés résumés intermédiaires du Groupe ont été 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 2009 et telles qu'elles devraient être applicables de manière obligatoire à la clôture de l'exercice 2009. 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 comptes consolidés au 31 décembre 2008.

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 2009. Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires sont présentées dans la même note aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

Les données publiées au titre du premier semestre 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « coûts d'emprunts ». (voir note 1 et 2 des comptes consolidés résumés au 30 juin 2009). Celles publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de périmètre liés à la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

## 4 Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » qui remplace la norme IAS 14 à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux segments opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité de Direction du Groupe. Les segments retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport), les activités insulaires;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris British Energy et EDF Development UK Ltd;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie (les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice) ;
- « **Autre international** » qui regroupe les autres entités électriques et gazières situées notamment en Europe continentale ainsi que celles situées aux Etats-Unis, en Amérique Latine, en Asie et EDF International.
- « **Autres activités** » qui regroupe l'ensemble des autres participations dont EDF Energies Nouvelles, EDF Trading, Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, et EDF Investissements Groupe.

Les incidences de la mise en œuvre de cette nouvelle segmentation sont limitées. Elles concernent principalement des réaffectations d'activités entre les anciens segments « Reste Europe » et « Reste du Monde » qui sont désormais regroupées en « Autre international » et « Autres Activités ».

L'information sectorielle du 1er semestre 2008 a été retraitée selon cette segmentation.

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 7 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

## 5 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2009 et 2008

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009 <sup>(2)</sup>	1 <sup>er</sup> semestre 2008 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	34 897	32 239
Achats de combustibles et d'énergie	(13 860)	(12 947)
Autres consommations externes	(5 138)	(4 296)
Charges de personnel	(5 758)	(5 281)
Impôts et taxes	(1 650)	(1 562)
Autres produits et charges opérationnels	1 650	888
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>
Dotations aux amortissements	(3 383)	(2 812)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(296)	(295)
Pertes de valeur	(17)	1
Autres produits et charges d'exploitation	330	(22)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>6 775</b>	<b>5 913</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>(2 202)</b>	<b>(1466)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>4 573</b>	<b>4 447</b>
Impôts sur les résultats	(1 520)	(1 442)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	138	191
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>3191</b>	<b>3 196</b>
dont résultat net part des minoritaires	(74)	(80)
<b>dont résultat net part du Groupe</b>	<b>3117</b>	<b>3 116</b>
<b>Résultat net par action en euro</b>	<b>1,71</b>	<b>1,71</b>
<b>Résultat net dilué par action en euro</b>	<b>1,71</b>	<b>1,71</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « coûts d'emprunts » (voir les notes 1 et 2 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009)

(2) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de périmètre liés à la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

### 5.1 Chiffre d'affaires

#### La croissance organique du chiffre d'affaires du Groupe est de 4,9%.

Le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 34 897 millions d'euros au premier semestre 2009, en augmentation de 8,2% par rapport au premier semestre 2008 et en croissance organique de 4,9 %.

Les effets périmètre sont de 1 802 millions d'euros, soit 5,6 % et sont dus essentiellement à l'intégration de British Energy. Les effets de change sont négatifs de 717 millions d'euros, soit -2,2%, et résultent essentiellement de la dépréciation de la livre sterling et dans une

moindre mesure, de la dépréciation des devises polonaise et hongroise contre euro.

En **France**, le chiffre d'affaires s'élève à 18 322 millions d'euros, en croissance<sup>17</sup> de 2,8% par rapport au premier semestre 2008.

La croissance est principalement tirée par les effets prix positifs (+3,5 points résultant essentiellement de la hausse tarifaire d'août 2008 dans l'électricité). Le développement des activités liées au gaz naturel et aux services explique 1,5 point de croissance alors que les volumes vendus en électricité aux clients et sur les marchés sont en net recul (-2,2 points).

<sup>17</sup> Pour la France, la croissance organique est égale à la croissance nominale

**Hors de France**, le chiffre d'affaires est en croissance de 14,9% et en croissance organique de 7,4%. La croissance organique est particulièrement marquée au Royaume-Uni et dans le segment Autres activités (développement de l'activité d'EDF Energies Nouvelles et de Dalkia). Le chiffre d'affaires

du segment Italie est en baisse organique de 8,7%.

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>France</b>	<b>18 322</b>	<b>17 817</b>	<b>505</b>	<b>2,8</b>	<b>2,8</b>
Royaume-Uni	5 757	3 945	1 812	45,9	15,2
Allemagne	3 778	3 707	71	1,9	1,6
Italie	2 525	2 817	(292)	(10,4)	(8,7)
Autre international	1 556	1 480	76	5,1	13,6
Autres activités	2 959	2 473	486	19,7	18,5
<b>Total hors France</b>	<b>16 575</b>	<b>14 422</b>	<b>2 153</b>	<b>14,9</b>	<b>7,4</b>
<b>Chiffre d'affaires du Groupe</b>	<b>34 897</b>	<b>32 239</b>	<b>2 658</b>	<b>8,2</b>	<b>4,9</b>

Le Groupe a réalisé 47,5% de son chiffre d'affaires hors de France au cours du premier

semestre 2009 (contre 44,7% au premier semestre 2008).

## 5.2 EBE

**L'EBE consolidé est en hausse de 12,2% et sa croissance organique est de 2,4%.**

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>34 897</b>	<b>32 239</b>	<b>2 658</b>	<b>8,2</b>	<b>4,9</b>
<b>EBE</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>	<b>1 100</b>	<b>12,2</b>	<b>2,4<sup>(*)</sup></b>

<sup>(\*)</sup> +6,6 % en tenant compte de la progression de l'activité de British Energy entre le premier semestre 2008 et le premier semestre 2009

**L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe** s'élève à 10 141 millions d'euros au premier semestre 2009 en hausse de 12,2% par rapport au premier semestre 2008. Il intègre des effets périmètre pour 995 millions d'euros, soit +11,0%, dus principalement à l'intégration de British Energy.

Hors cet effet et les effets de change de -113 millions d'euros (-1,2%), la croissance organique de 2,4% de l'EBE traduit la bonne

résistance du Groupe dans un contexte économique difficile.

La croissance organique de l'EBE est plus faible que celle du chiffre d'affaires en raison de l'évolution des achats de combustibles et d'énergie (dont 71% de la croissance organique se situe en France), des autres consommations externes (dont 56,1% se situe en France, 20,7% dans les Autres activités et 16,3% en Allemagne) et des charges de personnel (dont 71,8% se situe en France).

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>France</b>	<b>5 956</b>	<b>6 067</b>	<b>(111)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(1,8)</b>
Royaume-Uni	1 611	587	1 024	174,4	27,8
Allemagne	655	634	21	3,3	2,2
Italie	393	457	(64)	(14,0)	(13,8)
Autre international	297	310	(13)	(4,2)	5,5
Autres activités	1 229	986	243	24,6	20,1
<b>Total hors France</b>	<b>4 185</b>	<b>2 974</b>	<b>1 211</b>	<b>40,7</b>	<b>11,1</b>
<b>EBE Groupe</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>	<b>1 100</b>	<b>12,2</b>	<b>2,4</b>

**En France**, l'EBE est en recul de 1,8%. Il progresse de 11,5% dans les activités non régulées et recule de 23,2% dans les activités de réseaux qui ont été marquées notamment par la hausse des coûts des pertes réseaux et les surcoûts engendrés par les tempêtes de début 2009.

**Hors de France**, l'EBE progresse de 40,7%. Cette évolution comprend l'effet de l'intégration de British Energy dans les comptes du Groupe. Hors les effets de périmètre et de change, la croissance

organique, portée par les performances enregistrées au Royaume-Uni et dans les Autres activités s'établit à 11,1% malgré un recul en Italie en raison de la crise économique.

Le ratio EBE/chiffre d'affaires du Groupe au premier semestre 2009 s'établit à 29,1% (28,0 % au premier semestre 2008).

### 5.3 Résultat d'exploitation

**Le résultat d'exploitation est en hausse de 14,6 %.**

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>	<b>1 100</b>	<b>12,2</b>
Dotations aux amortissements	(3 383)	(2 812)	(571)	20,3
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(296)	(295)	(1)	0,3
Pertes de valeur	(17)	1	(18)	N.S.
Autres produits et charges d'exploitation	330	(22)	352	N.S.
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>6 775</b>	<b>5 913</b>	<b>862</b>	<b>14,6</b>

Le résultat d'exploitation s'élève à 6 775 millions d'euros au premier semestre 2009, en hausse de 14,6% par rapport au premier semestre 2008 et de 7,4% en croissance organique. Il reflète essentiellement l'évolution de l'EBE et les évolutions des postes « Dotations aux amortissements » (liée

principalement à la première consolidation de British Energy) et « Autres produits et charges d'exploitation » (correspondant essentiellement à la quote-part de plus-value sur cession des droits de tirage sur le barrage d'Emosson, apportés à Alpiq pour 331 millions d'euros).

## 5.4 Résultat financier :

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008 (1)	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 271)	(761)	(510)	67,0
Charge d'actualisation	(1 592)	(1 420)	(172)	12,1
Autres produits et charges financiers	661	715	(54)	(7,6)
<b>Résultat financier</b>	<b>(2 202)</b>	<b>(1 466)</b>	<b>(736)</b>	<b>50,2</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « coûts d'emprunts »

Le résultat financier, qui s'établit à -2 202 millions d'euros au premier semestre 2009, se dégrade de 736 millions d'euros par rapport au premier semestre 2008. Cette évolution s'explique par :

- l'augmentation du coût de l'endettement brut de 510 millions d'euros, résultant de la hausse de l'endettement brut moyen,
- la hausse des charges d'actualisation de 172 millions d'euros, en raison essentiellement de l'intégration de British Energy,
- une variation défavorable de -54 millions d'euros des autres produits et charges financiers, notamment du fait de moindres rendements des placements suite à une baisse significative des taux.

## 5.5 Impôts sur les résultats

Les **impôts sur les résultats du Groupe** s'élèvent à 1 520 millions d'euros au premier semestre 2009 contre 1 442 millions d'euros au premier semestre 2008. Cette augmentation de 78 millions d'euros résulte principalement de l'effet mécanique lié à la hausse du résultat avant impôt.

Le taux effectif d'impôt ressort à 33,2%.

## 5.6 Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence

Le Groupe enregistre un produit de 138 millions d'euros au premier semestre 2009 pour un produit de 191 millions d'euros au premier semestre 2008. Au premier semestre 2008, le Groupe avait enregistré une reprise sur provisions sans équivalent au premier semestre 2009.

## 5.7 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 3 117 millions d'euros au premier semestre 2009, stable par rapport au premier semestre 2008 (3 116 millions d'euros).

## 5.8 Résultat net courant<sup>18 19</sup>

Le résultat net courant s'établit à 2 926 millions d'euros au premier semestre 2009, en diminution de 5,5% par rapport au premier semestre 2008 et de 4,4% à périmètre et taux de change constants.

<sup>18</sup> Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Le résultat net courant correspond au résultat net part du groupe hors éléments non récurrents nets d'impôts.

<sup>19</sup> *Eléments non récurrents au premier semestre 2009 (191 millions d'euros) : Apports Emosson dans le cadre de la constitution d'Alpiq (209 millions d'euros) ; provisions pour pertes de valeur sur actifs disponibles à la vente chez EnBW (-18 millions d'euros).  
Eléments non récurrents au premier semestre 2008 (20 millions d'euros) : reprise partielle de la provision constituée en 2007 au Royaume-Uni pour 33 millions d'euros et effet net de la réforme des retraites en France pour -13 millions d'euros.*

## 6 Analyse du résultat d'exploitation par zone géographique

Les principes relatifs aux informations sectorielles du Groupe EDF sont décrits en note 7 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

Le résultat d'exploitation se répartit par segment géographique comme suit :

En millions d'euros 1 <sup>er</sup> semestre 2009	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	18 322	5 757	3 778	2 525	1 556	2 959	34 897
Achats de combustibles et d'énergie	(5 334)	(2 908)	(2 282)	(1 843)	(934)	(559)	(13 860)
Autres consommations externes	(2 875)	(753)	(499)	(209)	(166)	(636)	(5 138)
Charges de personnel	(4 167)	(534)	(360)	(99)	(102)	(496)	(5 758)
Impôts et taxes	(1 513)	(40)	(6)	(3)	(42)	(46)	(1 650)
Autres produits et charges opérationnels	1 523	89	24	22	(15)	7	1 650
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	5 956	1 611	655	393	297	1 229	10 141
Dotations aux amortissements	(1 993)	(678)	(185)	(237)	(104)	(186)	(3 383)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(296)	0	0	0	0	0	(296)
Pertes de valeur	0	0	(5)	(10)	(1)	(1)	(17)
Autres produits et charges d'exploitation	330	0	0	0	0	0	330
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	3 997	933	465	146	192	1 042	6 775

En millions d'euros 1 <sup>er</sup> semestre 2008	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	17 817	3 945	3 707	2 817	1 480	2 473	32 239
Achats de combustibles et d'énergie	(4 624)	(2 508)	(2 350)	(2 085)	(883)	(497)	(12 947)
Autres consommations externes	(2 582)	(425)	(406)	(229)	(112)	(542)	(4 296)
Charges de personnel	(3 943)	(346)	(345)	(95)	(116)	(436)	(5 281)
Impôts et taxes	(1 391)	(47)	(6)	(3)	(71)	(44)	(1 562)
Autres produits et charges opérationnels	790	(32)	34	52	12	32	888
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	6 067	587	634	457	310	986	9 041
Dotations aux amortissements	(1 938)	(221)	(180)	(230)	(101)	(142)	(2 812)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(293)	0	0	0	0	(2)	(295)
Pertes de valeur	0	0	0	(3)	0	4	1
Autres produits et charges d'exploitation	(20)	0	0	0	0	(2)	(22)
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	3 816	366	454	224	209	844	5 913

## 6.1 France

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	18 322	17 817	505	2,8	2,8
EBE	5 956	6 067	(111)	(1,8)	(1,8)
Résultat d'exploitation	3 997	3 816	181	4,7	4,7

### 6.1.1 Ventilation de l'information financière du segment « France »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est présentée selon la ventilation suivante :

« **Activités non régulées** », qui regroupent les activités de Production, de Commercialisation et d'Optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

« **Les activités de réseaux en métropole** » (Transport et Distribution). Les activités de Transport et de Distribution sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

« **Les activités insulaires** », qui regroupent les activités de Production et de Distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

### 6.1.2 Ouverture du marché

Au 30 juin 2009, la part de marché détenue par EDF sur l'ensemble des clients finaux est de 85,7 %.

### 6.1.3 Equilibre offre-demande

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2009 à 203,7 TWh contre 211,5 TWh au premier semestre 2008. Elle est affectée par les mouvements sociaux qui ont généré au premier semestre une perte de production estimée à 7,6 TWh du fait des baisses de puissance sur les tranches en marche et des prolongations de durée des arrêts de tranche.

La production hydraulique est stable par rapport à 2008.

La production thermique à flamme s'élève à 8,8 TWh, soit +10% par rapport au premier semestre 2008.

Les volumes vendus aux clients finaux (y compris aux entreprises locales de distribution) sont en recul de 1,9 TWh. La hausse liée aux conditions climatiques plus froides (+6,2 TWh) et à la croissance toujours soutenue enregistrée chez les clients résidentiels et dans le tertiaire ne compense pas totalement le net recul des ventes imputables à la crise économique chez les grands clients entreprises et industriels (-6,2 TWh, soit -8%), le caractère bissextile de l'année 2008 (-1 TWh) et les nouvelles pertes de clients dans le résidentiel notamment.

Les volumes vendus sur les marchés de gros (yc VPP) enregistrent un recul (-7,6 TWh) par rapport au premier semestre 2008. Dans un contexte de prix baissiers, les VPP sont beaucoup moins sollicitées. Par ailleurs, la baisse de la production nucléaire se répercute en partie sur les volumes nets vendus sur les marchés.

### 6.1.4 Chiffre d'affaires

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 18 322 millions d'euros, en progression de 2,8% par rapport au premier semestre 2008, dont 1,3 point liés aux ventes d'électricité et 1,5 point attribuable principalement à l'activité gaz naturel et service.

L'évolution du chiffre d'affaires électricité est liée à la fois à des effets de prix (+3,5 points) et de volume (-2,2 points) comme indiqué ci-dessus. L'effet prix positif est dû principalement aux effets de la hausse tarifaire du 15 août 2008 et dans une moindre mesure à l'évolution favorable des prix sur les marchés

de gros à plus d'un an (enchères contractualisées en 2008).

### **6.1.5 EBE**

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 5 956 millions d'euros, en diminution de 1,8% par rapport au premier semestre 2008 (6 067 millions d'euros).

L'évolution de l'EBE intègre l'effet des mouvements sociaux sur la production nucléaire (-270 millions d'euros) et des tempêtes de janvier (-150 millions d'euros).

#### **Achats de combustibles et d'énergie**

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 5 334 millions d'euros au premier semestre 2009, en hausse de 710 millions d'euros (+15,4%) par rapport au premier semestre 2008.

Cette hausse résulte pour l'essentiel du renchérissement des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux, de la hausse des coûts des combustibles fossiles contractualisés en 2008, ainsi que de l'augmentation des achats liés au développement des ventes de gaz naturel.

#### **Autres consommations externes et charges de personnel**

Les **autres consommations externes** qui s'élèvent à 2 875 millions d'euros, augmentent de 11,3% par rapport au premier semestre 2008. Cette évolution résulte principalement des dépenses de remise en état des réseaux à la suite des tempêtes de janvier 2009 (129 millions d'euros), particulièrement chez ERDF. La hausse des autres consommations externes de 6,3% hors effet tempêtes tient à l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production et des réseaux et au développement d'activités nouvelles.

Les **charges de personnel** s'élèvent à 4 167 millions d'euros en hausse de 5,7% par rapport au premier semestre 2008. Cette augmentation traduit les évolutions salariales et le développement de la protection sociale dans le cadre de la réforme des retraites ainsi que les charges supplémentaires liées aux tempêtes, dans un contexte de quasi-stabilité des effectifs.

### **Impôts et taxes**

Les impôts et taxes augmentent de 8,8% (122 millions d'euros). Cette hausse est liée notamment à l'effet du plafonnement de la taxe professionnelle 2007 comptabilisé au premier semestre 2008, sans équivalent en 2009.

### **Autres produits et charges opérationnels**

Les autres produits et charges opérationnels s'améliorent de 733 millions d'euros. Cette hausse reflète, à hauteur de 437 millions d'euros, l'augmentation de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui résulte pour l'essentiel de l'évolution de la compensation à recevoir au titre des surcoûts induits par les obligations d'achat en métropole. Ces surcoûts, établis sur la base du différentiel entre le prix du marché spot et les coûts d'achat effectifs pour EDF aux producteurs bénéficiant de ce dispositif, ont augmenté du fait de la baisse des prix spot.

### 6.1.6 Ventilation de l'information financière du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

Le tableau suivant détaille l'évolution entre le premier semestre 2008 et le premier semestre 2009 du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France, selon la distinction activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires:

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	18 322	17 817	505	2,8	2,8
non régulé	12 087	11 612	475	4,1	4,1
Activités réseaux	6 438	6 424	14	0,2	0,2
Activités insulaires	362	339	23	6,8	6,8
éliminations	(565)	(558)	(7)	1,3	1,3
<b>EBE</b>	5 956	6 067	(111)	(1,8)	(1,8)
non régulé	4 195	3 764	431	11,5	11,5
Activités réseaux	1 655	2 155	(500)	(23,2)	(23,2)
Activités insulaires	106	148	(42)	(28,4)	(28,4)

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** est stable. Le tarif de réseau est resté inchangé et les recettes supplémentaires au titre du climat sont neutralisées par le recul des volumes sur les clients industriels et par la baisse des recettes d'interconnexions.

La croissance de 4,1% du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par la hausse tarifaire de 2008 dont elles ont pleinement bénéficié, le tarif de réseau étant resté stable sur la période.

L'**EBE des activités réseaux**, en baisse de 23,2%, traduit, à chiffre d'affaires stable, la progression du coût des pertes réseaux et les effets du coût des tempêtes, tout particulièrement chez ERDF.

L'**EBE des activités non régulées** est en croissance de 11,5%. Cette progression traduit les effets des évolutions tarifaires et de la hausse de la CSPE partiellement compensées par les hausses structurelles des coûts de maintenance du parc de production et l'effet des mouvements sociaux sur la production nucléaire à partir d'avril 2009.

L'**EBE des activités insulaires** se détériore de 28,4% en raison de l'effet positif, en 2008, d'une régularisation de la CSPE.

### 6.1.7 Résultat d'exploitation

La contribution de la **France** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 3 997 millions d'euros, en hausse de 4,7 % par rapport au premier semestre 2008. Elle intègre le gain réalisé sur la cession des droits de tirage d'Emosson (+331 M€) dans le cadre de l'apport effectué à Alpiq. Hors cette opération, le résultat d'exploitation est en recul de 3,9 %.

## 6.2 Royaume-Uni

En millions d'euros	1er semestre 2009	1er semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	5 757	3 945	1 812	45,9	15,2
<b>EBE</b>	1 611	587	1 024	174,4	27,8
<b>Résultat d'exploitation</b>	933	366	567	154,9	-

Le segment Royaume-Uni intègre la contribution de British Energy aux comptes du Groupe. EDF Energy regroupe ainsi les activités de réseaux et les activités de production et de commercialisation d'EDF Energy, ainsi que les activités de production de British Energy.

Les performances de British Energy au premier semestre ont été caractérisées par une augmentation significative du niveau de sa production nucléaire.

En tenant compte de la croissance de l'activité de British Energy, la progression de l'EBE du segment Royaume-Uni aurait été 49,9% (au lieu de 27,6%).

(Voir également la note 3 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009).

### 6.2.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du segment Royaume-Uni s'élève à 5 757 millions d'euros, en progression de 45,9 %.

Cette évolution reflète notamment la première consolidation de British Energy pour 1 701 millions d'euros (soit 43,1%).

La dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, entre le premier semestre 2008 et le premier semestre 2009, entraîne un effet de change négatif de 490 millions d'euros (-12,4%)<sup>20</sup>.

Le chiffre d'affaires du segment Royaume-Uni est en croissance organique de 15,2 %.

Cette croissance est portée principalement par les activités de production et de commercialisation qui bénéficient notamment de l'effet prix positif sur les ventes contractualisées en 2008, de l'augmentation des tarifs d'électricité et de gaz de juillet 2008 et dans une moindre mesure des gains de nouveaux clients.

Le chiffre d'affaires des activités régulées, en diminution de 1,6% par rapport à juin 2008, est affecté par une baisse des volumes liée à la crise.

### 6.2.2 EBE

La contribution du segment Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 1 611 millions d'euros au premier semestre 2009, en augmentation de 174,4%. Hors effet de change négatif de 12,4% et impact de la première consolidation de British Energy pour 934 millions d'euros, la croissance organique du segment Royaume-Uni est de 27,8%.

Les activités de production et de commercialisation sont en croissance significative (161 millions d'euros) et bénéficient notamment de marges de commercialisation plus élevées notamment dans le gaz, suite à l'impact des hausses de prix de juillet 2008 et à une amélioration des conditions d'approvisionnement gazier, ainsi que de l'effet positif, au premier semestre 2009, de l'IAS 39, alors qu'il était neutre au premier semestre 2008.

Hors IAS 39 et hors effet de périmètre et de change, la croissance organique du segment Royaume-Uni aurait été de 10,4%.

L'activité régulée, en croissance de 3 millions d'euros bénéficie d'un effet prix favorable résultant de la hausse des tarifs d'accès aux réseaux, et de la diminution des charges opérationnelles.

### 6.2.3 Résultat d'exploitation

La contribution du Royaume-Uni au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 933 millions d'euros au premier semestre 2009. Son évolution correspond à celle de l'EBE partiellement compensée par l'augmentation des dotations aux amortissements liée à l'intégration dans le périmètre de consolidation de British Energy.

<sup>20</sup>Taux moyen du premier semestre 2009 : 1,12€/£, taux moyen du premier semestre 2008 : 1,28€/£

## 6.3 Allemagne

En millions d'euros	1er semestre 2009	1er semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	3 778	3 707	71	1,9	1,6
<b>EBE</b>	655	634	21	3,3	2,2
<b>Résultat d'exploitation</b>	465	454	11	2,4	-

### 6.3.1 Chiffre d'affaires

La contribution d'EnBW au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 3 778 millions d'euros au 30 juin 2009, en progression de 1,9 % et en croissance organique de 1,6 %.

Le chiffre d'affaires est en légère croissance principalement grâce à l'activité gaz naturel.

Pour l'activité électricité, l'impact positif de la hausse des prix de gros (sur les ventes contractualisées en 2008) et l'augmentation de la consommation des clients résidentiels liée à un climat plus froid, ne compensent pas l'effet de la crise qui affecte fortement les ventes aux clients industriels et aux redistributeurs.

L'activité gaz naturel bénéficie d'un effet favorable des prix (répercussion des hausses des prix des matières premières contractualisées en 2008), partiellement compensé par les moindres volumes des ventes aux industriels.

### 6.3.2 EBE

La contribution de **EnBW** à l'EBE du Groupe est de 655 millions d'euros en augmentation de 3,3% et en croissance organique de 2,2% par rapport au premier semestre 2008.

Dans l'activité électricité, le maintien de l'EBE traduit l'amélioration des marges de production et l'impact positif des produits dérivés partiellement compensés par les moindres volumes vendus.

Dans l'activité gaz naturel, l'EBE est en légère augmentation grâce à l'augmentation des volumes vendus aux clients résidentiels du fait de l'hiver particulièrement froid et de l'impact positif de l'évolution des prix.

### 6.3.3 Résultat d'exploitation

La contribution d'EnBW au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 465 millions d'euros, en hausse de 2,4% par rapport au premier semestre 2008 et reflète essentiellement l'évolution de l'EBE.

## 6.4 Italie

En millions d'euros	1er semestre 2009	1er semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	2 525	2 817	(292)	(10,4)	(8,7)
<b>EBE</b>	393	457	(64)	(14,0)	(13,8)
<b>Résultat d'exploitation</b>	146	224	(78)	(34,8)	-

### 6.4.1 Chiffre d'affaires

La contribution de l'**Italie**<sup>21</sup> au chiffre d'affaires du Groupe est de 2 525 millions d'euros, en baisse de 10,4% et en baisse organique de 8,7%.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** est en recul de 237 millions d'euros (-9,5%) du fait de la baisse de l'activité en Italie (diminution de la demande de 8,6%) qui a également entraîné une baisse de 9% des prix de l'électricité sur les marchés de gros.

Dans le but d'optimiser ses marges aval, Edison a continué de faire évoluer son mix client en favorisant, tant pour l'activité l'électricité que pour l'activité hydrocarbures, les ventes aux clients finaux et en réduisant ses ventes sur le marché de gros.

Dans le domaine de la production, le chiffre d'affaires progresse grâce à la consolidation du champ gazier d'Aboukir.

Le chiffre d'affaires de **Fenice** baisse de 17,2% en raison principalement de la chute de l'activité affectant ses principaux clients, notamment dans l'industrie automobile.

### 6.4.2 EBE

La contribution du **segment Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 393 millions d'euros, en baisse de 13,8% par rapport au premier semestre 2008.

Chez Edison, l'EBE est en baisse de 40 millions d'euros soit -10,2%. Dans l'activité électricité, le recul de l'EBE (-13,3%) est principalement dû à la réduction des marges de production, à la diminution de la durée d'appel des centrales résultant de la baisse de la demande, et dans une moindre mesure, à l'expiration progressive des contrats « CIP6 ».

Ces baisses ne sont que partiellement compensées par une hausse de la production hydraulique (+37,2%).

La contribution des activités hydrocarbures est en légère croissance grâce à la progression des marges sur les ventes aux clients finaux et malgré un impact négatif des produits dérivés.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe s'élève à 41 millions d'euros au premier semestre 2009, en baisse de 36,9%, en raison de la baisse du chiffre d'affaire.

### 6.4.3 Résultat d'exploitation

La contribution de l'Italie au résultat d'exploitation du Groupe est de 146 millions d'euros, en baisse de 34,8%. Cette baisse reflète essentiellement la baisse de l'EBE.

<sup>21</sup> Les opérations du segment Italie sont localisées dans le Groupe Edison et Fenice.

## 6.5 Autre international

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	1 556	1 480	76	5,1	13,6
<b>EBE</b>	297	310	(13)	(4,2)	5,5
<b>Résultat d'exploitation</b>	192	209	(17)	(8,1)	-

Le segment Autre international regroupe principalement les autres activités européennes (Belgique, Suisse et pays d'Europe centrale), asiatiques (Chine, Vietnam et Laos), une centrale thermique au Brésil et le développement des projets nucléaires aux Etats-Unis.

### 6.5.1 Chiffre d'affaires

La progression organique du chiffre d'affaires (+13,6%) est localisée principalement en Pologne et en Belgique.

Dans les pays d'**Europe centrale**, la progression organique du chiffre d'affaires est de 130 millions d'euros.

L'effet de change est fortement négatif : -110 millions en Pologne et -61 millions en Hongrie.

En **Pologne**, la croissance organique (+22,9%) résulte principalement de l'augmentation des prix de vente de l'électricité vendue aux distributeurs dans le cadre de contrats annuels et de la hausse de l'activité de la filiale Everen sur le marché<sup>22</sup>.

Les activités en **Belgique** enregistrent une croissance organique soutenue essentiellement sur l'activité de commercialisation grâce à l'augmentation des volumes en électricité et gaz ainsi qu'à la hausse des prix sur le marché de gros.

L'augmentation de 19% des ventes en **Asie** inclut un impact positif de change de 15%.

### 6.5.2 L'EBE

L'EBE des autres activités à l'international, hors effets de périmètre et de change, est en progression organique de 5,5%.

L'EBE dans les pays d'**Europe centrale** enregistre un repli de 3,7%, principalement dû à l'impact défavorable des conditions de change.

En **Pologne**, la croissance organique de l'EBE est de 48,5% grâce à une augmentation des prix de l'électricité dans les contrats annuels signés avec les distributeurs.

En **Hongrie**, l'EBE est en baisse organique de 27,3% notamment chez Demasz où l'activité de commercialisation d'énergie a subi une baisse des consommations des clients et une forte baisse des prix d'électricité.

En **Asie**, les performances des filiales sont satisfaisantes dans un environnement économique difficile.

### 6.5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 8,1% par rapport au premier semestre 2008, reflétant essentiellement l'évolution de l'EBE.

<sup>22</sup> Everen commercialise l'ensemble de l'électricité des centrales polonaises

## 6.6 Autres activités

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	2 959	2 473	486	19,7	18,5
<b>EBE</b>	1 229	986	243	24,6	20,1
<b>Résultat d'exploitation</b>	1 042	844	198	23,5	-

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

### 6.6.1 Chiffre d'affaires

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 959 millions d'euros, en augmentation de 486 millions d'euros et en croissance organique de 18,5 % par rapport au premier semestre 2008.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est de 700 millions d'euros. Hors effets de périmètre liés à l'acquisition de la société Eagle Energy Partners, il augmente de 11,0% par rapport à juin 2008, grâce à de bonnes anticipations de l'évolution des prix sur l'ensemble des matières premières.

La croissance du chiffre d'affaires d'**EDF Energies Nouvelles** s'élève à 29,1% portée par l'activité production d'électricité, notamment éolienne, en Europe et aux Etats-Unis et par la vente d'installations solaires photovoltaïques réalisées par EDF Energies Nouvelles Réparties.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** augmente de 65 millions d'euros, est en augmentation de 5,9% et en croissance organique de 9,4% par rapport à juin 2008.

### 6.6.2 EBE

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 229 millions d'euros, en augmentation de 243 millions d'euros par rapport au premier semestre 2008, et incluent

un effet positif lié à l'application de la norme IAS 39.

La croissance organique de l'EBE du segment est principalement localisée chez **EDF Energies Nouvelles**, portée par le développement de son activité de production.

EDF Trading maintient ses performances à un niveau élevé. La contribution d'**EDF Trading** à l'EBE du Groupe est de 569 millions d'euros en progression organique de 10,6% par rapport au premier semestre 2008.

L'EBE de **Dalkia** est en baisse organique de 0,7%.

### 6.6.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation progresse de 198 millions d'euros (+23,5%) par rapport au premier semestre 2008.

Cette progression reflète l'évolution de l'EBE, partiellement compensée par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements.

## 7 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

### 7.1 Endettement financier net

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

des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

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

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>	<b>1 100</b>	<b>12,2</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(2 527)	(1 306)		
Variation du besoin en fonds de roulement net	335	(1 835)		
Autres éléments (1)	146	95		
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>8 095</b>	<b>5 995</b>	<b>2100</b>	<b>35,0</b>
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(5 481)	(4 032)		
Frais financiers nets décaissés	(813)	(445)		
Impôt payé sur le résultat	(85)	(1 027)		
<b>Free cash flow</b>	<b>1 716</b>	<b>491</b>	<b>1225</b>	<b>N.S.</b>
Actifs dédiés	0	(1 272)		
Investissements financiers nets	(12 293)	(274)		
Dividendes versés	(1 225)	(1 322)		
Autres variations	33	63		
<b>(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change</b>	<b>(11 769)</b>	<b>(2 314)</b>	<b>(9 455)</b>	<b>N.S.</b>
Effet de la variation du périmètre	710	(19)		
Effet de la variation de change	(1 283)	354		
Autres variations non monétaires (2)	27	57		
<b>(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net</b>	<b>(12 315)</b>	<b>(1 922)</b>	<b>(10 393)</b>	<b>N.S.</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>24 476</b>	<b>16 269</b>		
<b>Endettement financier net clôture</b>	<b>36 791</b>	<b>18 191</b>		

(1) Correspond principalement aux dividendes reçus des sociétés mises en équivalence.

(2) Correspond principalement aux variations de juste valeur et aux reclassements comptables impactant la dette nette.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 36 791 millions d'euros au 30 juin 2009. Il était de 24 476 millions d'euros au 31 décembre 2008 et augmente ainsi de 12 315 millions d'euros au premier semestre 2009.

La variation du niveau d'endettement financier net du Groupe, au premier semestre 2009, résulte d'une hausse des investissements financiers nets (12 293 millions d'euros) essentiellement liée à l'acquisition de British Energy pour 10 819 millions d'euros.

Les autres acquisitions concernent principalement l'Italie (acquisition d'un gisement de gaz à Aboukir pour 495 millions d'euros), l'Allemagne (prise de participation dans des centrales charbon à Lippendorf et Bexbach pour 421 millions d'euros), et la Suisse, avec une prise de participation de 25% dans le nouvel énergéticien suisse Alpiq issu du regroupement des activités des énergéticiens ATEL et EOS pour 224 millions d'euros.

Par ailleurs, les investissements opérationnels du Groupe augmentent de plus de 35% (5 565 millions d'euros au premier semestre 2009).

Des effets de change défavorables pour 1 283 millions d'euros (résultant notamment de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro<sup>23</sup> entre le 31 décembre 2008 et le 30 juin 2009) conduisent à une augmentation du niveau d'endettement du Groupe. Cette hausse est partiellement compensée par l'effet périmètre positif de 710 millions d'euros liés principalement à la trésorerie de British Energy.

La dotation aux actifs dédiés<sup>24</sup> a été suspendue en septembre 2008 en raison des perturbations sur les marchés financiers. Le Groupe estime aujourd'hui les conditions réunies pour une reprise des dotations à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009. Le besoin en fonds de roulement diminue de 335 millions d'euros, alors qu'il avait augmenté de 18 35 millions d'euros au premier semestre 2008. Cette évolution résulte principalement de celle des appels de marge

<sup>23</sup> 1,05 €/£ au 31/12/08 et 1,17 €/£ au 30/06/09

<sup>24</sup> voir note 22.2.2.1 « composition du portefeuille d'actifs dédiés » des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

liés à l'évolution des prix sur le marché dans les activités d'optimisation et de trading.

Les impôts payés qui étaient de 1 027 millions d'euros au premier semestre 2008, sont de 85 millions d'euros au premier semestre 2009 et incluent un remboursement de 669 millions d'euros au titre du solde de l'impôt 2008 chez EDF SA.

Les dividendes versés au premier semestre 2009 par EDF s'élèvent à 1 164 millions d'euros (sur les 1 225 millions d'euros versés par le Groupe). Au total, les dividendes versés par EDF au titre de 2008 (y compris l'acompte de 1 164 millions d'euros versé fin 2008) s'élèvent à 2 328 millions d'euros.

## 7.2 Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation et cash flow opérationnel

Les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation s'établissent à 8 095 millions d'euros au premier semestre 2009 contre 5 995 millions d'euros au premier semestre 2008, soit une augmentation de +35,0%. Cette variation traduit principalement la croissance de l'EBE et la variation positive du besoin en fonds de roulement.

Le cash flow opérationnel<sup>25</sup> s'élève à 6 862 millions d'euros au premier semestre 2009 contre 6 358 millions d'euros au premier semestre 2008, soit une hausse de 7,9 %.

<sup>25</sup> EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » (ou FFO, Funds From Operations), qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est aussi égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation (tableau des flux de trésorerie) hors variation du besoin en fonds de roulement, diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé corrigé des effets non récurrents de l'impôt.

Il s'analyse de la façon suivante:

(En millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>	<b>1 100</b>	<b>12,2</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(2 527)	(1 306)		
Frais financiers nets décaissés	(813)	(445)		
Impôt sur le résultat payé	(85)	(1 027)		
Autres éléments	146	95		
<b>Cash Flow Opérationnel</b>	<b>6 862</b>	<b>6 358</b>	<b>504</b>	<b>7,9</b>

L'amélioration du Cash flow opérationnel est liée principalement au remboursement du solde de liquidation de l'impôt 2008 d'EDF SA pour 669 millions d'euros, en partie compensé par une hausse des frais financiers liée à l'endettement.

L'augmentation de l'EBE inclut une augmentation des éléments non monétaires résultant de la reprise de la provision TaRTAM et des gains latents résultant de la valorisation au prix de marché (juste valeur).

### 7.3 Variation du besoin en fonds de roulement (BFR)

Le BFR s'inscrit en baisse de 335 millions d'euros au premier semestre 2009. Cette amélioration est constatée sur l'ensemble des segments du Groupe.

En **France**, la baisse du BFR de 191 millions d'euros sur le premier semestre 2009, s'explique notamment par les remboursements des appels de marge liés à l'activité d'optimisation pour -730 millions d'euros (couvertures prises sur les marchés par EDF Trading pour le compte de la France et ayant généré des décaissements significatifs en 2008), dont l'effet est atténué par la hausse de la CSPE (+584 millions d'euros).

A l'**international (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, et Autre international)**, la baisse du BFR de 94 millions d'euros sur le premier semestre 2009, est essentiellement localisée en Italie et sur la zone Asie Pacifique.

Enfin, le segment « **Autres activités** » a connu sur le premier semestre 2009 une baisse du BFR de 50 millions.

### 7.4 Investissements opérationnels (Capex bruts)

#### En croissance de 35,3 % par rapport au premier semestre 2008

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 5 565 millions d'euros, en augmentation de 35,3 % par rapport au premier semestre 2008.

L'évolution sur la période, des investissements opérationnels du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	1 <sup>er</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2008	Variation en valeur	Variation en %
France : Activités non régulées	1 630	1 300	330	25,4
France : Activités de réseaux	1 539	1 111	428	38,5
France : Activités insulaires	239	98	141	143,9
<b>Total France</b>	<b>3 408</b>	<b>2 509</b>	<b>899</b>	<b>35,8</b>
Royaume-Uni	969	596	373	62,6
Allemagne	222	191	31	16,2
Italie	267	162	105	64,8
Autre international	135	271	(136)	(50,2)
<b>Total international</b>	<b>1 593</b>	<b>1 220</b>	<b>373</b>	<b>30,6</b>
<b>Total Autres activités</b>	<b>564</b>	<b>383</b>	<b>181</b>	<b>47,3</b>
<b>Investissements opérationnels (Capex bruts)</b>	<b>5 565</b>	<b>4 112</b>	<b>1 453</b>	<b>35,3</b>

En France, les investissements sont en croissance de 35,8 %. Ils se situent dans les activités non régulées (330 millions d'euros), dans les activités de réseaux (428 millions d'euros) et dans les activités insulaires (141 millions d'euros).

Dans les **activités non régulées**, l'essentiel de la croissance provient des investissements de production qui ont été portés de 1 229 millions d'euros au premier semestre 2008 à 1 514 millions d'euros au premier semestre 2009. Il s'agit du développement des capacités dans le nucléaire (construction de l'EPR à Flamanville) et dans le thermique (cycles combinés gaz, turbines à combustion) et du maintien du patrimoine (programme SuPerHydro dans l'hydraulique, programme de maintenance dans le nucléaire).

S'agissant des **activités de réseaux**, les investissements augmentent de 38,5 %. Ils concernent les réseaux de transport pour 105 millions d'euros et les réseaux de distribution pour 323 millions d'euros.

Les investissements sont également en augmentation dans les **autres pays d'Europe**.

Au **Royaume-Uni**, les investissements s'élèvent à 969 millions d'euros au premier semestre 2009 en augmentation de 62,6 % par rapport au premier semestre 2008. Ils intègrent les investissements propres à British Energy (120 millions d'euros). A périmètre constant, la progression des investissements au

Royaume-Uni reflète l'évolution des investissements dans les activités de réseaux, les investissements engagés pour la construction de la nouvelle centrale thermique de West Burton ainsi que l'acquisition d'un terrain détenu par la NDA à Bradwell au Royaume-Uni.

En **Allemagne**, les investissements s'élèvent à 222 millions d'euros au premier semestre 2009, soit une augmentation de 16,2 % par rapport à juin 2008. Cette augmentation correspond à une croissance des activités liées à l'électricité (production et réseaux).

En **Italie**, la forte progression des investissements (+ 64,8 %) est localisée pour moitié chez Edison (avec des investissements dans les énergies renouvelables et dans le gaz) et pour moitié chez Fenice.

Dans le segment « **Autre international** », les investissements baissent de 50,2% soit -136 millions d'euros et correspondent notamment à de moindres investissements réalisés en 2009 aux Etats-Unis, et à des travaux exceptionnels en 2008 dans les pays d'Europe centrale (désulfuration chez ERSa notamment).

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en progression de 181 millions d'euros par rapport à 2008, suite au développement des parcs éoliens chez EDF Energies Nouvelles (138 millions d'euros).

## 7.5 Investissements financiers nets

### 7.5.1 Actifs dédiés

Les dotations aux actifs dédiés, qui avaient été suspendues en septembre 2008 compte tenu de la volatilité des marchés financiers, n'ont pas été reprises au cours du premier semestre 2009. Le Groupe estime aujourd'hui les conditions réunies pour une reprise des dotations à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009.

Au premier semestre 2008, les dotations avaient été de 1 272 millions d'euros.

### 7.5.2 Autres investissements financiers : Poursuite du développement de la production à l'international

Les autres investissements financiers nets s'élevèrent à 12 293 millions d'euros et sont principalement attribuables à la deuxième phase de l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni (10 819 millions d'euros).

Les autres investissements financiers comprennent principalement l'acquisition du gisement de gaz d'Aboukir par Edison (495 millions d'euros), les prises de participation dans des centrales à charbon à Lippendorf et Bexbach par EnBW ainsi que dans le nouvel énergéticien Alpiq (224 millions d'euros, le solde étant apporté en nature par les droits de tirage du barrage d'Emonsos).

## 7.6 Endettement financier net par filiales

La variation de la contribution de chaque filiale à l'endettement financier net est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	30 juin 2009	31 décembre 2008	Variation en valeur	Variation en %
EDF SA et autres filiales liées*	14 961	11 450	3 511	30,7
EDF Energy**	15 105	7 437	7 668	103,1
EnBW	1 922	1 449	473	32,6
Edison***	2 193	1 487	706	47,5
EDF Energies Nouvelles	1 912	1 333	579	43,4
Autres filiales	698	1 320	(622)	(47,1)
<b>Endettement financier net du Groupe</b>	<b>36 791</b>	<b>24 476</b>	<b>12 315</b>	<b>50,3</b>

\* ERDF, RTE, PEI, EDF International et EDF Investissements Groupe

\*\* y compris les holdings

\*\*\* Edison seul sans ses holdings

L'endettement s'inscrit en hausse sur la quasi totalité des segments.

Chez EDF SA et ses filiales liées, la hausse de plus de 30 % de la dette tient notamment à l'accélération du processus d'investissements.

Chez EDF Energy, la forte augmentation de l'endettement s'explique principalement par l'acquisition de British Energy et par un effet de change défavorable, attribuable à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro sur le semestre.

Chez EnBW, la hausse de la dette est due essentiellement à l'augmentation des investissements opérationnels et à la prise de participation dans Lippendorf et Bexbach.

Chez Edison, l'évolution de la dette résulte notamment de l'acquisition du gisement de gaz à Aboukir.

Chez EDF Energies Nouvelles, le développement des parcs éoliens et solaires photovoltaïques conduit à une hausse de la dette.

La baisse de la dette des autres filiales est principalement localisée chez EDF trading.

## 8 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 9.10 du Document de Référence 2008 et n'ont pas connu de changement significatif au cours du premier semestre 2009. Le lecteur est donc invité à se référer à cette section 9.10 du Document de Référence 2008.

Les informations ci-dessous présentent les variations significatives intervenues au cours du premier semestre 2009 sur les données financières relatives à la gestion et au contrôle des risques marchés.

### 8.1 Gestion et contrôle des risques financiers

#### 8.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

##### 8.1.1.1 Position de liquidité

Au 30 juin 2009, les liquidités du Groupe s'élèvent à 13 418 millions d'euros contre 12 594 millions d'euros au 31 décembre 2008 et les lignes de crédit disponibles s'établissent

à 9 430 millions d'euros contre 21388 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Au 30 juin 2009, aucune société du Groupe n'avait fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

##### 8.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a notamment procédé au cours du premier semestre 2009 à plusieurs émissions d'emprunts obligataires décrites en section 2.2.2 du présent rapport semestriel d'activité.

La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 6,7 ans au 30 juin 2009 contre 5,3 ans au 31 décembre 2008, celle d'EDF à 7,7 ans contre 5,5 ans au 31 décembre 2008.

Au 30 juin 2009, le montant des échéances des dettes brutes à long terme et court terme avant couverture (hors paiement des intérêts) se présente comme suit :

en millions d'euros	Emprunts Obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
A moins de un an	58	7 150	5 323	30	894	<b>13 455</b>
Entre un et cinq ans	9 838	3 100	662	136	4	<b>13 740</b>
A plus de cinq ans	21 561	853	276	51	3	<b>22 744</b>
<b>Total</b>	<b>31 457</b>	<b>11 103</b>	<b>6 261</b>	<b>217</b>	<b>901</b>	<b>49 939</b>

En complément des principaux emprunts du Groupe supérieurs à 750 millions d'euros présentés dans la section 9.10.1 du Document

de Référence 2008, les nouveaux emprunts contractés au cours du premier semestre 2009 présentent les caractéristiques suivantes :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Echéance	Devise	Montant (en millions)	Taux
Euro Medium Term Note	EDF SA	Janvier 2009	2015	EUR	2 000	5,125%
Euro Medium Term Note	EDF SA	Janvier 2009	2021	EUR	2 000	6,25%
Obligataire	EDF SA	Janvier 2009	2019	USD	2 000	6,50%
Obligataire	EDF SA	Janvier 2009	2039	USD	1 750	6,95%
Obligataire	EDF SA	Janvier 2009	2014	USD	1 250	5,50%
Schuldschein <sup>(1)</sup>	EDF SA	Mars 2009	2019	EUR	181	5,125%
Obligataire	EDF SA	Mars 2009	2012	CHF	350	2,00%
Obligataire	EDF SA	Mars 2009	2017	CHF	300	4,00%
Euro Medium Term Note	EDF SA	Juin 2009	2034	GBP	1 500	6,125%

(1) Contrat de prêt cessionnable par le prêteur et soumis au droit allemand

Le tableau ci-dessous présente les crédits syndiqués à la disposition des différentes entités du groupe conclus après, ou qui ont fait l'objet de modification depuis le 31 décembre 2008 :

Entité	Echéance	Montant (en millions)	Devise	Tirage au 30/06/09 (en millions)
EnBW	2010 (option de renouvellement exercée)	Tranche A : 1 000	EUR	-
	2010	Tranche B : 58	EUR	-
	2012	Tranche B : 1 442	EUR	-

Au 30 juin 2009, l'encours du crédit syndiqué d'EDF SA conclu le 23 septembre 2008 pour financer le rachat de British Energy s'élève à 4 837 millions de livres sterling. Les lignes de crédit associées à ce crédit syndiqué d'un montant de 11 milliards de livres sterling ne peuvent plus faire l'objet de tirage étant donné les conditions contractuelles liées à ces lignes.

### 8.1.2 Notation financière

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du Groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's,

Moody's et Fitch IBCA sont inchangées depuis janvier 2009.

Celles-ci figurent dans la section 9.10.1 du Document de Référence 2008 du Groupe.

### 8.1.3 Gestion du risque de change

La dette brute du Groupe au 30 juin 2009 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 53% en euros, 37% en livres sterling, 5% en dollars U.S. et le solde, s'élevant à 5 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais

#### Structure de la dette brute au 30 juin 2009, en devise avant et après couverture

En millions d'euros	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de Couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	29 901	(3 586)	26 315	53
USD	5 383	(2 895)	2 488	5
GBP	11 794	6 693	18 488	37
Autres devises	2 861	(212)	2 648	5
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>49 939</b>	<b>-</b>	<b>49 939</b>	<b>100</b>

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères, ainsi que swaps dollar/GBP qualifiés de couverture économique

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2009 :

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	26 315	-	26 315
USD	2 488	250	2 738
GBP	18 488	185	18 673
Autres devises	2 648	265	2 913
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>49 939</b>	<b>700</b>	<b>50 639</b>

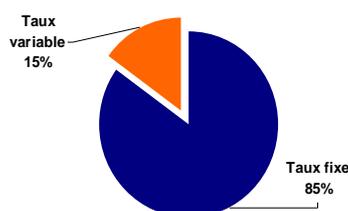
Le tableau ci-dessous présente la position de change après gestion liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe :

En millions de devises	Position nette après gestion (Actif) au 30 juin 2009	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2008
USD	66	503
CHF (Suisse)	102	57
HUF (Hongrie)	34 974	25 304
PLN (Pologne)	829	353
GBP (Royaume-Uni)	3 094	870
BRL (Brésil)	577	518
SKK (Slovaquie)	-	8 191
CNY (Chine)	618	627

Les situations nettes après couvertures en GBP ont significativement augmenté au cours du premier semestre 2009 en raison du développement d'EDF au Royaume-Uni.

#### 8.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

Au 30 juin 2009, la dette du Groupe après prise en compte des instruments de couverture, se répartit en 85% à taux fixe et 15% à taux variable, à comparer, respectivement, à 81% et 19% au 31 décembre 2008.



Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base (« 1% ») entraînerait une augmentation des charges financières, au 30 juin 2009, d'environ 77 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable après couverture au regard des normes IFRS.

Le coupon moyen de la dette du Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,4% au 30 juin 2009 contre 4,7% au 31 décembre 2008.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 100 points de base du taux d'intérêt au 30 juin 2009 :

En millions d'euros	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact d'une variation de 100 points de base des taux d'intérêt
A taux fixe	41 010	1 228	42 238	-
A taux variable	8 929	(1 228)	7 701	77
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>49 939</b>	<b>-</b>	<b>49 939</b>	<b>77</b>

### 8.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

#### Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 8.1.6 « 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, au 30 juin 2009, à hauteur de 31,5% sur le marché des actions internationales et européennes, pour une allocation cible de 31,8%.

Au 30 juin 2009, les deux fonds de pension mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 48% en actions, ce qui représente un montant actions de 1 012 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2009, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 40% en actions, soit un montant de 974 millions de livres sterling.

#### Fonds réservés d'EnBW

EnBW est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds réservés destinés à couvrir ses engagements nucléaires et engagements sociaux.

### Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Au 30 juin 2009, les placements corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme d'EDF représentent un montant de 369 millions d'euros (soit 2,8% du total des liquidités) et leur volatilité est estimée à 8,95% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans ou sur le plus long historique disponible). En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions de la gestion de trésorerie long terme à la même date, EDF estime la volatilité annuelle de cette part action à 33 millions d'euros.

#### Titres de participation directe

Au 30 juin 2009, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 383 millions d'euros. La volatilité est estimée à 79,4% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 30 juin 2009, la participation d'EDF dans Areva s'élève à 356 millions d'euros. La volatilité est estimée à 61,3% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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

Compte tenu des conditions de marché, les dotations au portefeuille d'actifs dédiés ont été suspendues depuis septembre 2008. Elles seront reprises à partir du second semestre 2009 et ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011.

## Composition et performance du portefeuille

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 30 juin 2009 et 31 décembre 2008 est la suivante :

En millions d'euros	Placements en actions	Placements obligataires
Au 30 juin 2009	34,7%	65,3%
Au 31 décembre 2008	33,5%	66,5%

Au 30 juin 2009, la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés s'élève à 9 009 millions d'euros contre 8 665 millions d'euros au 31 décembre 2008.

	fin juin 2009 Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du Groupe EDF en millions d'euros	Performance Au 30 juin 2009		Performance Au 31 déc 2008	
		Portefeuille	Indice de référence	Portefeuille	Indice de référence <sup>(1)</sup>
S/portefeuille Actions	3 127	8,0%	5,4%	-38,9%	-37,6%
S/portefeuille Taux	5 882	2,1%	1,4%	5,9%	9,4%
S/portefeuille Trésorerie	N.S.	0,5%	0,6%	4,2%	4,0%
<b>TOTAL PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES</b>	<b>9 009</b>	<b>4,1%</b>	<b>3,7%</b>	<b>-14,9%</b>	<b>-16,7%</b>

(1) Indices de référence : MSCI World pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, 50 % MSCI World + 50 % Citigroup EGBI pour le portefeuille global

Au cours du premier semestre 2009, le portefeuille a continué d'évoluer dans un environnement de marchés à forte volatilité en raison de la crise financière. Les marchés internationaux d'actions ont notamment baissé fortement jusqu'au début du mois de mars pour rebondir ensuite et se maintenir jusqu'à fin juin. Dans ce contexte, le portefeuille et ses trois composantes ont sur-performé leurs indices de référence.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » s'élève à 3 127 millions d'euros à fin juin 2009. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de

référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établit à fin juin 2009 à 34,97% 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 1 094 millions d'euros.

A fin juin 2009, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (5 882 millions d'euros) s'établit à 4,61, 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 4,61 % (soit 271 millions d'euros). La sensibilité était de 4,29 à fin décembre 2008.

## 8.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergie

Le tableau ci-dessous présente les valeurs des indicateurs de risques qui encadrent l'engagement d'EDF Trading sur les marchés sur les périodes 2008 et premier semestre 2009:

en millions €	1er semestre 2009	2008
Limite VaR (97,5 % un jour)	38	32
Limite stop-loss	55	45
Min VaR	7,6	6,5
VaR moyenne	13,4	14,8
Max VaR	25,1	30,5

Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe ne sont pas remis en cause par l'acquisition de British Energy dont le portefeuille a été intégré au sein d'EDF Energy. Cette intégration garantit l'exhaustivité de la mesure des risques pendant que les principes de gestion opérationnelle des

risques marchés énergies du Groupe continuent d'être déployés sur le nouveau périmètre d'EDF Energy qui comprend désormais les activités de British Energy.

Les stop-loss n'ont pas été activés au cours du premier semestre 2009.

## 9 Provisions

Le tableau ci-dessous synthétise la situation des provisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 30 juin 2009 et au 31 décembre 2008 :

En millions d'euros	30 juin 2009	31 décembre 2008
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 975	8 806
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 243	6 732
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>18 218</b>	<b>15 538</b>
Provisions pour déconstruction des centrales	16 523	12 445
Provisions pour derniers cœurs	3 170	1 697
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>19 693</b>	<b>14 142</b>
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 807	12 703
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 025	1 016
<b>Provisions pour avantages du personnel</b>	<b>13 832</b>	<b>13 719</b>
<b>Autres provisions</b>	<b>5 286</b>	<b>4 738</b>
<b>Total provisions</b>	<b>57 029</b>	<b>48 137</b>

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la note 26 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

## 10 Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles recensées par le Groupe au 30 juin 2009, dont celles qui ne sont pas inscrites à son bilan (engagements hors bilan) :

En millions d'euros	30 juin 2009			
	Total	Echéances à moins d'un an	Echéances de un à cinq ans	Echéances à plus de cinq ans
<b>Dettes à long terme <sup>(1)</sup></b>	<b>49 939</b>	<b>13 455</b>	<b>13 740</b>	<b>22 744</b>
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 348	391	865	92
Engagements sur commandes d'exploitation <sup>(2)</sup>	4 973	2 835	1 573	565
Engagements sur commandes d'immobilisations	10 802	5 036	5 572	194
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	4 302	1 669	2 364	269
<b>Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation <sup>(3)</sup></b>	<b>21 425</b>	<b>9 931</b>	<b>10 374</b>	<b>1 120</b>
Sûretés réelles d'actifs	2 227	184	1 131	912
Garanties sur emprunts	365	103	34	228
Autres engagements donnés liés au financement	238	111	100	27
<b>Engagements donnés liés au financement <sup>(4)</sup></b>	<b>2 830</b>	<b>398</b>	<b>1 265</b>	<b>1 167</b>
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	8 818	6 383	2 435	0
Autres engagements donnés liés aux investissements	303	197	90	16
<b>Engagements donnés liés aux investissements <sup>(5)</sup></b>	<b>9 121</b>	<b>6 580</b>	<b>2 525</b>	<b>16</b>

(1) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009, note 28.2

(2) Hors matières premières et énergie

(3) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009, note 11.3

(4) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009, note 28.5

(5) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009, note 23.3

Le tableau ci-dessus ne présente ni les engagements d'achats fermes et irrévocables, ni les engagements de location simple, ni les engagements de location financement qui n'ont pas été recensés par le Groupe au 30 juin 2009. Pour mémoire, ces éléments s'élevaient au 31 décembre 2008 respectivement à 53 481 millions d'euros, 2 593 millions d'euros et 229 millions d'euros.

Les **engagements d'achats fermes et irrévocables** de matières premières, d'énergie

et de combustibles nucléaires s'élevaient à 53 481 millions d'euros au 31 décembre 2008. La principale évolution par rapport au 31 décembre 2008 concerne les engagements d'achats de combustibles nucléaires liés aux contrats d'approvisionnement du parc nucléaire de British Energy pour un montant de 1 682 millions d'euros.

Les **engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation** qui s'établissent à 21 425 millions d'euros comprennent les

garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission, les engagements sur commandes d'exploitation, les engagements sur commandes d'immobilisations et les autres engagements liés à l'exploitation.

Les engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation sont présentés en détail dans la note 11.3 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

Les **engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 2 830 millions d'euros comprennent les sûretés réelles d'actifs, les

garanties sur emprunts et les autres engagements donnés liés au financement.

Les engagements donnés liés au financement sont présentés en note 28.5 des comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2009.

Les **engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres et les autres engagements donnés liés aux investissements, à hauteur de 9 121 millions d'euros. Les engagements liés aux investissements sont présentés dans la note 23.3 des comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2009.

## 11 Evénements postérieurs au 30 juin 2009

L'information sur les événements postérieurs à la clôture figure en note 34 des comptes consolidés au 30 juin 2009.

### Emissions d'emprunts :

#### - EDF

L'emprunt obligataire lancé par EDF le 17 juin 2009 auprès des particuliers a été clos le 6 juillet 2009 et a permis à l'entreprise de collecter 3 269 millions d'euros. Le règlement de l'ensemble de l'opération a été réalisé le 17 juillet 2009. Les obligations sont cotées depuis cette date sur Euronext Paris. Cet emprunt est rémunéré annuellement à un taux d'intérêt fixe de 4,5% et est d'une durée de 5 ans.

Par ailleurs, EDF a émis le 9 juillet 2009 pour 820 millions d'euros (110,4 milliards de yens) d'obligations de type « Samourai bonds » au Japon.

#### - EnBW

Le 7 juillet 2009, EnBW a émis deux emprunts obligataires d'une valeur totale de 1 350 millions d'euros (622 millions d'euros en quote-part EDF) :

- l'un de 750 millions d'une maturité de 6 ans avec un coupon annuel de 4,125%
- le second de 600 millions d'euros d'une maturité de 30 ans avec un coupon annuel de 6,125%.

#### - Edison

Le 16 juillet 2009, Edison a procédé à l'émission d'un emprunt obligataire de 700 millions d'euros (342 millions d'euros en quote-part EDF) d'une durée de 5 ans dans le cadre du lancement de son programme EMTN.

### Approbation par l'office fédéral des cartels de l'acquisition d'EWE

Le 6 juillet 2009, l'office fédéral des cartels en Allemagne a rendu publique sa décision d'autoriser EnBW à acquérir une participation de 26% dans la société EWE. La transaction a été réalisée le 21 juillet 2009 et porte sur environ 2 milliards d'euros dans les comptes d'EnBW (soit 0,9 milliard d'euros en quote-part EDF).

### Cession des titres Light

Le 17 juillet 2009, EDF International a cédé l'intégralité de sa participation résiduelle dans la société Light pour un montant de 321 millions de reais (116 millions d'euros).

### Autres autorisations relatives à EnBW

Suite à la signature le 14 juillet 2009 d'un contrat entre EnBW Erneuerbare Energien GmbH et Altus AG une joint venture sera créée en vue du développement de 6 projets de parcs éoliens en Allemagne d'une capacité totale de 150 MW.

## 12 Principaux risques et incertitudes pour le second semestre 2009

L'organisation du Groupe EDF, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la partie 4.1 de son document de référence 2008.

Le Groupe présente les principaux risques et incertitudes auxquels il estime être confronté

dans la partie 4.2 de son document de référence 2008.

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 2009, et le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

## 13 Opérations avec les parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2008. 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 des engagements sur commandes d'immobilisations.

Voir également la note 33 « Parties liées » des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2009.

## 14 Faits marquants relatifs aux litiges en cours

Les litiges du Groupe EDF sont décrits dans la partie 20.5 de son document de référence.

Sont indiqués ci-dessous les litiges qui ont évolué de façon significative par rapport au document de référence 2008 et à son actualisation en date du 15 mai 2009 et les litiges nouveaux :

### 14.1 Arcelor

Dans le cadre de la procédure qui oppose depuis 2007, EDF et des entités du groupe Arcelor, s'agissant des modalités économiques relatives à la fourniture d'électricité, à appliquer à de nouveaux sites du groupe Arcelor :

- le 23 juin 2009, le Tribunal de Commerce de Paris a condamné EDF, sur la base de

l'expertise qui avait été ordonnée, à payer la somme de 9.144.123 € à la société Mittal Steel Gandrange, et la somme de 124 378 € à la SNC Métallurgique de Révigny, ces sommes portant intérêts au taux légal à compter du 1er janvier 2008,

- par jugement du 29 juin 2009, le Tribunal de Commerce de Paris a jugé qu'en refusant de signer un contrat de fourniture aux conditions réclamées par ArcelorMittal Wire France et ArcelorMittal Manois, EDF a violé ses obligations contractuelles et a condamné EDF au paiement à ces sociétés de dommages et intérêts dont le montant exact sera déterminé par expertise.

## 14.2 Verdesis

La société Euro Power Technology a saisi en juin 2008 l'Autorité de la Concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, contre EDF et sa filiale Verdesis, concernant les activités d'EDF et Verdesis dans le biogaz.

L'Autorité de la Concurrence a notifié la saisine le 9 juin 2009 à EDF qui lui a adressé des observations préliminaires le 23 juin 2009.

## 14.3 Bugey

EDF a obtenu l'autorisation de procéder au démantèlement complet de l'INB (« Installations Nucléaires de base ») de Bugey par décret n° 2008-1197 du 18 novembre 2008. Une association a introduit, le 21 janvier 2009, un recours en annulation dudit décret devant le Conseil d'Etat.

La requête de l'association a été notifiée à EDF le 6 mai 2009.

## 15 Perspectives financières 2009

Le Groupe confirme ses perspectives financières pour 2009.

L'EBITDA du Groupe sera dynamisé par l'amélioration de la performance à l'international et par la contribution de British Energy.

EDF maintient son objectif de croissance organique modérée de l'EBITDA dans un contexte économique difficile.

Le résultat net hors éléments non récurrents ne progressera pas compte tenu de la poursuite du programme d'investissements.

Le Groupe poursuit une gestion stricte de ses équilibres financiers, notamment par la préparation active du programme de cessions annoncé, qui doit réduire l'endettement financier net d'au moins 5 milliards d'euros.

Le Groupe vise le maintien d'une notation forte, avec un ratio dette nette/EBITDA compris entre 2,5 et 3.



CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 29 JUILLET 2009

**COMPTES CONSOLIDES RESUMES  
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2009**

<b>COMPTES DE RESULTAT CONSOLIDES</b> .....	<b>4</b>
<b>ETAT DU RESULTAT NET ET DES GAINS ET PERTES COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b> .....	<b>5</b>
<b>BILANS CONSOLIDES</b> .....	<b>6</b>
<b>TABLEAUX DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES</b> .....	<b>7</b>
<b>VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES</b> .....	<b>8</b>
<b>ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES</b> .....	<b>9</b>
<b>NOTE 1 - PRINCIPALES REGLES ET METHODES COMPTABLES DU GROUPE</b> .....	<b>9</b>
1.1 DECLARATION DE CONFORMITE ET REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE .....	9
1.2 PRINCIPES COMPTABLES DU 1ER SEMESTRE 2009.....	9
1.3 METHODES D'EVALUATION SPECIFIQUES AUX ARRETES INTERMEDIAIRES .....	10
1.4 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION .....	11
1.5 SAISONNALITE DE L'ACTIVITE .....	11
<b>NOTE 2 - COMPARABILITE DES EXERCICES</b> .....	<b>12</b>
2.1 IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT DU PREMIER SEMESTRE 2008 : .....	12
2.2 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DECEMBRE 2008 : .....	13
2.3 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE : .....	14
<b>NOTE 3 - BRITISH ENERGY</b> .....	<b>14</b>
3.1 PRISE DE CONTROLE DE BRITISH ENERGY .....	14
3.2 VALEUR D'ACQUISITION .....	14
3.3 AFFECTATION DU PRIX D'ACQUISITION .....	15
3.4 ELEMENTS DU BILAN D'ENTREE DE BRITISH ENERGY DANS LES COMPTES CONSOLIDES DU GROUPE EDF .....	16
3.5 ENGAGEMENTS PRIS PAR EDF POUR REPENDRE AUX CONDITIONS POSEES PAR LA COMMISSION EUROPEENNE .....	17
3.6 ACCORDS CENTRICA - EDF .....	17
3.7 L'ACTIVITE NUCLEAIRE DE BRITISH ENERGY .....	18
<b>NOTE 4 - EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES EN FRANCE</b> .....	<b>20</b>
4.1 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES .....	20
4.2 LOIS SRU - UH (RELATIVES A LA SOLIDARITE ET AU RENOUVELLEMENT URBAIN – URBANISME ET HABITAT) .....	20
4.3 TRAVAUX DE LA COMMISSION CHAMPSAUR .....	21
<b>NOTE 5 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2009</b> .....	<b>21</b>
5.1 CONTEXTE ECONOMIQUE GENERAL ET POURSUITE DE LA CRISE DES MARCHES FINANCIERS EN FRANCE .....	21
5.2 ALPIQ ET APPORT DES DROITS DE TIRAGE EMOSSON .....	21
5.3 EMISSIONS D'EMPRUNTS OBLIGATAIRES D'EDF .....	22
<b>NOTE 6 - EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION</b> .....	<b>22</b>
6.1 EVOLUTION DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2009 .....	22
6.2 EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2008 .....	23
<b>NOTE 7 - INFORMATION SECTORIELLE</b> .....	<b>24</b>
7.1 AU 30 JUIN 2009.....	25
7.2 AU 30 JUIN 2008.....	25
<b>NOTE 8 - CHIFFRE D'AFFAIRES</b> .....	<b>26</b>
<b>NOTE 9 - ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ENERGIE</b> .....	<b>26</b>
<b>NOTE 10 - AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES</b> .....	<b>26</b>
<b>NOTE 11 - OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS</b> .....	<b>27</b>
11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS .....	27
11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ELECTRICITE .....	27
11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS A L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION .....	27
<b>NOTE 12 - IMPOTS ET TAXES</b> .....	<b>27</b>
<b>NOTE 13 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS</b> .....	<b>27</b>
<b>NOTE 14 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION</b> .....	<b>28</b>
<b>NOTE 15 - RESULTAT FINANCIER</b> .....	<b>28</b>
15.1 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT .....	28

## GROUPE EDF - COMPTES CONSOLIDES AU 30 JUIN 2009

15.2 CHARGE D'ACTUALISATION .....	29
15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS .....	29
<b>NOTE 16 - IMPOTS SUR LES RESULTATS .....</b>	<b>29</b>
<b>NOTE 17 - GOODWILL .....</b>	<b>29</b>
<b>NOTE 18 - IMMOBILISATIONS INCORPORELLES .....</b>	<b>30</b>
<b>NOTE 19 - IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE .....</b>	<b>30</b>
19.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE .....	30
19.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) .....	31
<b>NOTE 20 - IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES .....</b>	<b>31</b>
20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES .....	31
20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) .....	32
<b>NOTE 21 - IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE .....</b>	<b>33</b>
21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE .....	33
21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCEES PAR LOCATION-FINANCEMENT) .....	33
<b>NOTE 22 - TITRES MIS EN EQUIVALENCE .....</b>	<b>34</b>
<b>NOTE 23 - ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS .....</b>	<b>34</b>
23.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES ACTIFS FINANCIERS .....	34
23.2 DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS .....	34
23.3 ENGAGEMENTS LIES AUX INVESTISSEMENTS .....	37
<b>NOTE 24 - ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE .....</b>	<b>38</b>
<b>NOTE 25 - CAPITAUX PROPRES .....</b>	<b>38</b>
25.1 CAPITAL SOCIAL .....	38
25.2 ACTIONS PROPRES .....	38
25.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES .....	38
25.4 RESULTAT NET ET RESULTAT NET DILUE PAR ACTION .....	38
<b>NOTE 26 - PROVISIONS .....</b>	<b>39</b>
26.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS .....	39
26.2 MODALITES D'EVALUATION DES PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE, POUR DECONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS CONSTITUEES PAR EDF EN FRANCE .....	39
26.3 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE .....	40
26.4 PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS .....	41
26.5 SECURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES D'EDF .....	41
26.6 AVANTAGES DU PERSONNEL .....	42
26.7 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS .....	43
<b>NOTE 27 - PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET SUR BIENS A RENOUVELER .....</b>	<b>44</b>
<b>NOTE 28 - PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS .....</b>	<b>44</b>
28.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS .....	44
28.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES .....	44
28.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET .....	46
28.4 EVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET .....	47
28.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS .....	47
<b>NOTE 29 - INSTRUMENTS DERIVES ET COMPTABILITE DE COUVERTURE .....</b>	<b>48</b>
<b>NOTE 30 - INSTRUMENTS DERIVES NON QUALIFIES DE COUVERTURE .....</b>	<b>49</b>
<b>NOTE 31 - AUTRES CREDITEURS .....</b>	<b>50</b>
<b>NOTE 32 - CONTRIBUTION DES CO-ENTREPRISES .....</b>	<b>50</b>
<b>NOTE 33 - PARTIES LIEES .....</b>	<b>50</b>
<b>NOTE 34 - EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE .....</b>	<b>51</b>
34.1 EMISSION D'EMPRUNTS .....	51
34.2 APPROBATION PAR L'OFFICE FEDERAL DES CARTELS DE L'ACQUISITION D'EWE .....	51
34.3 CESSION DES TITRES LIGHT .....	51
34.4 AUTRES AUTORISATIONS RELATIVES A ENBW .....	51

## Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	S1 2009 <sup>(2)</sup>	S1 2008 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	8	34 897	32 239
Achats de combustibles et d'énergie	9	(13 860)	(12 947)
Autres consommations externes	10	(5 138)	(4 296)
Charges de personnel		(5 758)	(5 281)
Impôts et taxes	12	(1 650)	(1 562)
Autres produits et charges opérationnels	13	1 650	888
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>10 141</b>	<b>9 041</b>
Dotations aux amortissements		(3 383)	(2 812)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (Pertes de valeur) / reprises		( 296)	( 295)
Autres produits et charges d'exploitation	14	330	( 22)
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>6 775</b>	<b>5 913</b>
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 271)	( 761)
Charges d'actualisation	15.2	(1 592)	(1 420)
Autres produits et charges financiers	15.3	661	715
<b>Résultat financier</b>	15	<b>(2 202)</b>	<b>(1 466)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>4 573</b>	<b>4 447</b>
Impôts sur les résultats	16	(1 520)	(1 442)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	22	138	191
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>3 191</b>	<b>3 196</b>
dont résultat net part des minoritaires		74	80
<b>dont résultat net part du Groupe</b>		<b>3 117</b>	<b>3 116</b>
<b>Résultat net part de Groupe par action :</b>			
Résultat par action en euro	25.4	1,71	1,71
Résultat dilué par action en euro	25.4	1,71	1,71

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts »

(2) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de la consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

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

(en millions d'euros)	S1 2009	S1 2008 <sup>(1)</sup>
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>3 191</b>	<b>3 196</b>
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	404	(1 406)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat	47	(195)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(3)</sup>	(1 766)	2 286
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat	869	(76)
Différences de conversion	954	(249)
Impôts	188	(192)
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>696</b>	<b>168</b>
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	3 887	3 364
dont part du groupe	3 819	3 254
dont part des minoritaires	68	110

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts »

(2) Ces variations concernent principalement EDF

(3) En 2009, ces variations concernent principalement les couvertures d'investissements à l'étranger pour (706) millions d'euros ainsi que les couvertures de matières premières d'EDF Energy et d'EDF pour (616) millions d'euros

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	Notes	30.06.2009 <sup>(2)</sup>	31.12.2008 <sup>(1)</sup>
Goodwill	17	13 534	6 807
Autres actifs incorporels	18	3 937	3 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	19	41 632	41 213
Immobilisations en concessions des autres activités	20	27 748	26 959
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	21	51 418	39 403
Titres mis en équivalence	22	3 390	2 852
Actifs financiers non courants	23	22 540	18 103
Impôts différés		2 761	2 900
<b>Actif non courant</b>		<b>166 960</b>	<b>141 336</b>
Stocks		12 013	9 290
Clients et comptes rattachés		17 172	19 144
Actifs financiers courants	23	17 522	15 329
Actifs d'impôts courants		384	992
Autres débiteurs		8 109	8 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie		6 209	5 869
<b>Actif courant</b>		<b>61 409</b>	<b>59 154</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	24	843	2
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>229 212</b>	<b>200 492</b>
<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	Notes	30.06.2009 <sup>(2)</sup>	31.12.2008 <sup>(1)</sup>
Capital	25	911	911
Réserves et résultats consolidés		25 105	22 286
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>26 016</b>	<b>23 197</b>
Intérêts minoritaires		1 733	1 801
<b>Total des capitaux propres</b>	25	<b>27 749</b>	<b>24 998</b>
Provisions pour aval du cycle nucléaire	26.3	17 264	14 686
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	26.4	19 368	13 886
Provisions pour avantages du personnel	26.6	12 997	12 890
Autres provisions	26.7	2 097	1 953
<b>Provisions non courantes</b>	26.1	<b>51 726</b>	<b>43 415</b>
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	27	19 111	19 025
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	27	20 050	19 491
Passifs financiers non courants	28.1	37 361	25 584
Autres créditeurs	31	5 663	5 628
Impôts différés		6 739	4 134
<b>Passif non courant</b>		<b>140 650</b>	<b>117 277</b>
Provisions	26.1	5 303	4 722
Fournisseurs et comptes rattachés		11 087	13 957
Passifs financiers courants	28.1	22 235	18 958
Dettes d'impôts courants		1 275	383
Autres créditeurs	31	20 584	20 197
<b>Passif courant</b>		<b>60 484</b>	<b>58 217</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	24	329	-
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>229 212</b>	<b>200 492</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts »

(2) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de la consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)

	Notes	S1 2009 <sup>(2)</sup>	S1 2008 <sup>(1)</sup>
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>		<b>4 573</b>	<b>4 447</b>
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		2 500	3 221
Produits et charges financiers		865	228
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		146	95
Plus ou moins-values de cession		( 324)	( 161)
Variation du besoin en fonds de roulement		335	(1 835)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>8 095</b>	<b>5 995</b>
Frais financiers nets décaissés		( 813)	( 445)
Impôts sur le résultat payés		( 85)	(1 027)
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>		<b>7 197</b>	<b>4 523</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée) <sup>(3)</sup>		(11 084)	( 109)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(5 565)	(4 112)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		84	80
Variations d'actifs financiers	23.1	( 594)	(3 027)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>		<b>(17 159)</b>	<b>(7 168)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Emissions d'emprunts	28.2	20 362	8 308
Remboursements d'emprunts		(8 668)	(5 752)
Dividendes versés par EDF	25.3	(1 164)	(1 273)
Dividendes versés aux minoritaires		( 61)	( 49)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		94	112
Subventions d'investissement		45	20
Actions propres	25.2	1	( 172)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>		<b>10 609</b>	<b>1 194</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>647</b>	<b>(1 451)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>		<b>5 869</b>	<b>6 035</b>
Incidence des variations de change		( 326)	( 33)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		39	93
Incidence des autres reclassements		( 20)	( 7)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>		<b>6 209</b>	<b>4 637</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts »

(2) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de la consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

(3) L'offre publique d'achat et l'offre publique de retrait se sont traduites par un règlement de 10 124 millions de livres sterling (10 819 millions d'euros). Au 5 janvier 2009, la trésorerie de British Energy s'élevait à 1 224 millions de livres sterling (1 308 millions d'euros).

## Variations des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2009 se présente comme suit :

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
(en millions d'euros)								
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>911</b>	<b>25 501</b>	<b>( 186)</b>	<b>(1 638)</b>	<b>(1 391)</b>	<b>23 197</b>	<b>1 801</b>	<b>24 998</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres <sup>(2)</sup>				959	( 257)	702	( 6)	696
Résultat	-	3 117	-	-		3 117	74	3 191
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>3 117</b>	<b>-</b>	<b>959</b>	<b>( 257)</b>	<b>3 819</b>	<b>68</b>	<b>3 887</b>
Dividendes distribués		(1 164)				(1 164)	( 72)	(1 236)
Rachats d'actions propres			( 44)			( 44)	-	( 44)
Cessions d'actions propres			45			45	-	45
Autres variations		224		( 61)		163	( 64)	99
<b>Capitaux propres au 30 juin 2009</b>	<b>911</b>	<b>27 678</b>	<b>( 185)</b>	<b>( 740)</b>	<b>(1 648)</b>	<b>26 016</b>	<b>1 733</b>	<b>27 749</b>

La variation des capitaux propres consolidés et des intérêts minoritaires du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2008 se présentait comme suit :

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
(en millions d'euros)								
<b>Capitaux propres au 31 décembre 2007</b>	<b>911</b>	<b>24 266</b>	<b>( 6)</b>	<b>( 118)</b>	<b>2 157</b>	<b>27 210</b>	<b>1 586</b>	<b>28 796</b>
Retraitements liés à l'application IAS 23 <sup>(1)</sup>		51		2		53	9	62
<b>Capitaux propres au 1er janvier 2008 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>911</b>	<b>24 317</b>	<b>( 6)</b>	<b>( 116)</b>	<b>2 157</b>	<b>27 263</b>	<b>1 595</b>	<b>28 858</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres <sup>(2)</sup>	-	-	-	( 272)	410	138	30	168
Résultat <sup>(1)</sup>		3 116				3 116	80	3 196
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>3 116</b>	<b>-</b>	<b>( 272)</b>	<b>410</b>	<b>3 254</b>	<b>110</b>	<b>3 364</b>
Dividendes distribués		(1 273)				(1 273)	( 75)	(1 348)
Rachats d'actions propres			( 302)			( 302)	-	( 302)
Cessions d'actions propres			130			130	-	130
Autres variations		61		4	( 4)	61	( 35)	26
<b>Capitaux propres au 30 juin 2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>911</b>	<b>26 221</b>	<b>( 178)</b>	<b>( 384)</b>	<b>2 563</b>	<b>29 133</b>	<b>1 595</b>	<b>30 728</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts »

(2) Ces 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. Elles sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

## Annexe aux comptes consolidés

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 intermédiaires résumés de la Société pour le semestre écoulé au 30 juin 2009 comprennent ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les co-entreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant désigné comme le « Groupe »).

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2009 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 29 juillet 2009.

### Note 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 états financiers consolidés du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation du référentiel IAS / IFRS.

Les comptes consolidés intermédiaires 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 2009 et telles qu'elles devraient être applicables de manière obligatoire à la clôture de l'exercice 2009.

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 2008 et par référence au résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation décrites aux notes 1 et 2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2008.

#### 1.2 Principes comptables du 1er semestre 2009

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 2008, 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 2007 et 2008 et dont l'application est obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

En effet, les textes suivants ont été adoptés par l'Union Européenne et sont d'application obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2009 :

- la norme IAS 1 version révisée « Présentation des états financiers » : cette norme impose, en complément du compte de résultat, la publication d'un « Etat du résultat net et des gains et pertes directement comptabilisés en capitaux propres ». Cet état détaille les résultats latents reconnus en capitaux propres, tels que les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente, des instruments de couverture et les différences de conversion. Précédemment, cette information figurait dans le tableau de variation des capitaux propres ;
- la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » qui supprime l'option permettant de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié et impose leur capitalisation dans les coûts de l'actif dont les effets sont présentés en note 2 ;
- la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » : cette norme qui remplace IAS 14 impose de présenter l'information sectorielle selon une ventilation par secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par la Direction. Les évolutions par rapport à l'information sectorielle antérieurement présentée sont exposées en note 7 ;
- l'amendement IFRS 1 – IAS 27 « Coût d'un investissement dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée » ;
- l'amendement à la norme IFRS 2 « Conditions d'acquisition des droits et annulations » ;
- l'interprétation IFRIC 13 « Programme de fidélité des clients » ;
- l'interprétation IFRIC 14 « IAS 19 – Limitation de l'actif au titre de prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction » ;

- les amendements à IAS 32 et IAS 1 intitulés « Instruments financiers remboursables par anticipation à la juste valeur et obligations liées à la liquidation ».

L'interprétation IFRIC 11 intitulée « IFRS 2 - Actions propres et transactions intra-groupe » - est appliquée par anticipation depuis le 31 décembre 2007.

Le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les normes adoptées par l'Union européenne sur le premier semestre et dont l'application n'est pas obligatoire en 2009 :

- l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » : l'Union Européenne a adopté l'interprétation IFRIC 12 avec la publication à son J.O. du règlement (CE) n°254/2009 du 25 mars 2009. L'application de l'interprétation est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après la date d'entrée en vigueur de ce règlement, soit, pour EDF, le 1er janvier 2010, comme détaillé dans le note 2.12.1 du 31 décembre 2008. Le Groupe a mené une analyse qui lui permet de considérer à ce jour que, lorsque l'interprétation s'appliquera, elle aura un impact limité sur son bilan et son compte de résultat.
- IAS 27 « Etats financiers consolidés » et IFRS 3 « regroupements d'entreprises » révisées : ces textes adoptés par l'Union Européenne le 12 juin 2009 s'appliqueront aux regroupements d'entreprises qui auront lieu à compter des exercices ouverts à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2009, soit pour le groupe, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010.
- IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » adoptée par l'Union Européenne le 5 juin 2009 : l'impact potentiel de cette interprétation est en cours d'évaluation.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne sur le deuxième semestre 2009 ou en 2010 :

- IFRS 1 « Première application des normes IFRS » version révisée ;
- IFRS 7 « Amélioration des informations financières sur les instruments financiers » ;
- IFRIC 15 « Accord pour la construction d'un bien immobilier » ;
- IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires à des propriétaires » ;
- IFRIC 18 « Comptabilisation des actifs reçus des clients » ;
- les différents amendements à la norme IAS 39 : « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation – Eléments couverts éligibles » et « reclassement d'actifs financiers – date d'application et transition » ;
- les amendements à IFRIC 9 et IAS 39 sur les dérivés incorporés.

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le groupe.

### 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

Aucune des hypothèses actuarielles entrant dans le calcul de l'engagement, en particulier les taux d'actualisation, d'inflation et d'augmentation des salaires, n'a été modifiée depuis le 31 décembre 2008.

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin 2009 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2008, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture.

#### 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 des 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 retenues pour les états financiers consolidés au 31 décembre 2008 et sont décrites en note 2.2 de l'annexe au 31 décembre 2008.

Dans un contexte de crise économique et financière survenue en 2008 caractérisé notamment par une grande volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux différentes estimations sont fondés sur des hypothèses macro économiques adaptés au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Une prolongation profonde et durable de cette crise pourrait conduire à une révision de certaines de ces hypothèses de long terme utilisées pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

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 (voir note 26.2).

Le montant de ces provisions s'élève à 37 197 millions d'euros au 30 juin 2009, dont 8 000 millions d'euros pour British Energy (29 018 millions d'euros au 31 décembre 2008).

### 1.5 Saisonnalité de l'activité

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires dégagés sont caractérisés par une forte saisonnalité sur le premier semestre de l'année civile principalement en France. Ce phénomène varie notamment en fonction des conditions climatiques et de la structure tarifaire de la période.

A ce titre, les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation du 1<sup>er</sup> semestre 2009 et du 1<sup>er</sup> semestre 2008, ainsi que ceux de l'exercice 2008 sont présentés ci-dessous :

( en millions d'euros)	<b>S1 2009 <sup>(1)</sup></b>	<b>S1 2008</b>	<b>2008</b>
Chiffre d'affaires	34 897	32 239	64 279
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	10 141	9 041	14 240

(1) Les données publiées au titre du premier semestre 2009 intègrent les effets de la consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009.

## Note 2 - Comparabilité des exercices

La norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » est entrée en application depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Cette norme, qui conduit à un changement de méthode comptable, impose d'incorporer les coûts d'emprunts dans le coût de l'actif, lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié. Les autres coûts d'emprunts restent enregistrés en charges financières au cours de la période à laquelle ils se rattachent.

Le Groupe a décidé d'appliquer rétroactivement cette norme à compter du 1er janvier 2005 afin d'assurer une cohérence comptable pour les investissements significatifs du Groupe, notamment l'EPR Flamanville 3, dont les premières dépenses ont été engagées à compter de l'exercice 2005.

L'application rétrospective de cette norme conduit à présenter une information comparative de la période précédente.

L'impact sur les capitaux propres – part du Groupe s'élève à 53 millions d'euros au 1<sup>er</sup> janvier 2008 et à 139 millions d'euros au 31 décembre 2008.

L'impact au 1<sup>er</sup> janvier 2008 concerne principalement le secteur France pour 27 millions d'euros du fait notamment des investissements réalisés sur l'EPR.

### 2.1 Impact sur le compte de résultat du premier semestre 2008 :

(en millions d'euros)	S1 2008 publié	Impacts IAS23	S1 2008 retraité
Chiffre d'affaires	32 239	-	32 239
Achats de combustibles et d'énergie	(12 947)	-	(12 947)
Autres consommations externes	(4 296)	-	(4 296)
Charges de personnel	(5 281)	-	(5 281)
Impôts et taxes	(1 562)	-	(1 562)
Autres produits et charges opérationnels	888	-	888
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>9 041</b>		<b>9 041</b>
Dotations aux amortissements	(2 811)	(1)	(2 812)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(295)	-	(295)
(Pertes de valeur) / reprises	1	-	1
Autres produits et charges d'exploitation	(22)	-	(22)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 914</b>	<b>(1)</b>	<b>5 913</b>
Coût de l'endettement financier brut	(761)	-	(761)
Charge d'actualisation	(1 420)	-	(1 420)
Autres produits et charges financiers	674	41	715
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 507)</b>	<b>41</b>	<b>(1 466)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>4 407</b>	<b>40</b>	<b>4 447</b>
Impôts sur les résultats	(1 428)	(14)	(1 442)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	185	6	191
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>3 164</b>	<b>32</b>	<b>3 196</b>
dont résultat net part des minoritaires	79	1	80
<b>dont résultat net part du Groupe</b>	<b>3 085</b>	<b>31</b>	<b>3 116</b>

2.2 Impact sur le bilan au 31 décembre 2008 :

<b>ACTIF</b> (en millions d'euros)	<b>31.12.2008 publié</b>	<b>Impacts IAS23</b>	<b>31.12.2008 retraité</b>
Goodwill	6 807	-	6 807
Autres actifs incorporels	3 076	23	3 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	41 213	-	41 213
Immobilisations en concessions des autres activités	26 957	2	26 959
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	39 245	158	39 403
Titres mis en équivalence	2 819	33	2 852
Actifs financiers non courants	18 103	-	18 103
Impôts différés	2 912	(12)	2 900
<b>Actif non courant</b>	<b>141 132</b>	<b>204</b>	<b>141 336</b>
<b>Actif courant</b>	<b>59 154</b>	<b>-</b>	<b>59 154</b>
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>200 288</b>	<b>204</b>	<b>200 492</b>
<b>PASSIF</b> (en millions d'euros)	<b>31.12.2008 publié</b>	<b>Impacts IAS23</b>	<b>31.12.2008 retraité</b>
Capital	911	-	911
Réserves et résultats consolidés	22 147	139	22 286
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>	<b>23 058</b>	<b>139</b>	<b>23 197</b>
Intérêts minoritaires	1 784	17	1 801
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>24 842</b>	<b>156</b>	<b>24 998</b>
<b>Provisions non courantes</b>	<b>43 415</b>	<b>-</b>	<b>43 415</b>
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	19 025	-	19 025
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	19 491	-	19 491
Passifs financiers non courants	25 584	-	25 584
Autres créiteurs	5 628	-	5 628
Impôts différés	4 086	48	4 134
<b>Passif non courant</b>	<b>117 229</b>	<b>48</b>	<b>117 277</b>
<b>Passif courant</b>	<b>58 217</b>	<b>-</b>	<b>58 217</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>200 288</b>	<b>204</b>	<b>200 492</b>

2.3 Impact sur le tableau de flux de trésorerie :

	S1 2008 publié	Impacts IAS23	S1 2008 retraité
(en millions d'euros)			
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>	<b>4 407</b>	<b>40</b>	<b>4 447</b>
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 220	1	3 221
Produits et charges financiers	269	(41)	228
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	95	-	95
Plus ou moins-values de cession	(161)	-	(161)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 835)	-	(1 835)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>5 995</b>	<b>-</b>	<b>5 995</b>
Frais financiers nets décaissés	(445)	-	(445)
Impôts sur le résultat payés	(1 027)	-	(1 027)
<b>Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles</b>	<b>4 523</b>	<b>-</b>	<b>4 523</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement</b>	<b>(7 168)</b>	<b>-</b>	<b>(7 168)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement</b>	<b>1 194</b>	<b>-</b>	<b>1 194</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(1 451)</b>	<b>-</b>	<b>(1 451)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>6 035</b>	<b>-</b>	<b>6 035</b>
Incidence des variations de change	(33)	-	(33)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	93	-	93
Incidence des autres reclassements	(7)	-	(7)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>4 637</b>	<b>-</b>	<b>4 637</b>

## Note 3 - British Energy

### 3.1 Prise de contrôle de British Energy

Le 5 janvier 2009, à l'issue de l'offre publique d'achat lancée le 5 novembre 2008 par Lake Acquisitions Ltd, filiale à 100% du groupe EDF, le Groupe a pris le contrôle de British Energy.

Ainsi, le 5 janvier 2009, Lake Acquisitions détenait ou avait reçu des acceptations valables portant sur 1 550 102 522 actions British Energy représentant 96,44% du capital alors émis de British Energy.

A cette même date, British Energy a demandé à l'autorité de marché britannique le retrait de ses actions de la cote, retrait qui a pris effet au 3 février 2009.

Le 12 janvier 2009, Lake Acquisitions a annoncé le dépôt d'une offre de retrait obligatoire au bénéfice des actionnaires de British Energy qui n'avaient pas encore accepté les offres. Les actionnaires de British Energy ont eu jusqu'au 23 février 2009 pour accepter les offres initiales, après quoi leurs actions ont été acquises par Lake Acquisitions dans les conditions du retrait obligatoire.

A l'issue de ces opérations, Lake Acquisitions détient 1 611 519 535 actions, représentant l'intégralité des actions de British Energy à l'exception de l'« Action Spéciale » détenue par le gouvernement britannique.

### 3.2 Valeur d'acquisition

Le coût d'acquisition de British Energy, incluant les 26,5% achetés en septembre 2008 s'élève à 12 603 millions de livres sterling, équivalent à 13 468 millions d'euros sur la base du cours de change apprécié à la date de la prise de contrôle du 5 janvier 2009 (1£ = 1,0686€). Il se décompose comme suit :

- le règlement en numéraire de 12 180 millions de livres sterling (13 016 millions d'euros) ;
- l'émission de 389 982 701 certificats de valeur conditionnelle (« CVR-linked Nuclear Power Note »), à échéance 2019 et donnant droit, aux actionnaires existants de British Energy ayant souscrit à l'offre alternative dans la limite de 32,28% du nombre total des actions British Energy acquises, à recevoir annuellement entre 2010 et 2019 et au 31 janvier de chaque année, un paiement conditionnel fonction de la production nucléaire effective de British Energy et des prix de gros de l'électricité au Royaume-Uni.

La juste valeur de ces certificats à la date d'acquisition a été appréciée par le Groupe sur la base des termes de l'offre soit 74 pence par CVR ;

- les frais liés à l'acquisition :

	Nombre de titres	Valeur unitaire en pence	Montant (en millions de livres sterling)
Actions British Energy <sup>(1)</sup>	1 611 519 535	774	12 469
Frais liés à l'opération			134
			<b>12 603</b>

(1) dont 389 982 701 CVR, valorisés pour 289 millions de livres sterling.

L'évolution ultérieure de la valeur des CVR constituera un ajustement du prix d'acquisition, dont le montant deviendra définitif à la date d'échéance de ces certificats. En l'absence de marché réellement actif depuis leur cotation en janvier 2009, la juste valeur de ces certificats n'a pas été modifiée au 30 juin 2009.

Le financement de l'acquisition de British Energy est assuré pour l'essentiel par un crédit syndiqué bancaire de 11 milliards de livres sterling souscrit le 23 septembre 2008, tiré à hauteur de 7 345 millions de livres sterling (8 186 millions d'euros) en janvier 2009.

Ce crédit syndiqué a été remboursé à hauteur de 2 508 millions de livres sterling dans le courant du premier semestre 2009 grâce au refinancement réalisé :

- par l'émission de deux emprunts obligataires pour 4 milliards d'euros le 23 janvier 2009 ;
- par un placement obligataire privé réalisé le 26 janvier 2009 auprès d'investisseurs institutionnels qualifiés aux États-Unis et d'autres investisseurs situés en dehors des États-Unis pour un montant de 5 milliards de dollars ;
- par l'émission de deux emprunts obligataires sur le marché suisse pour 650 millions de francs suisses le 3 mars 2009 ;
- par un emprunt obligataire de 1,5 milliard de livres sterling émis le 2 juin 2009.

Au 30 juin 2009, l'encours du crédit syndiqué s'élève à 4 837 millions de livres sterling.

Les informations sur ces emprunts sont détaillées en note 28.2.

### 3.3 Affectation du prix d'acquisition

Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de British Energy, qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004), qu'ils aient ou non été comptabilisés antérieurement dans les états financiers de British Energy, ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition du 5 janvier 2009, avec des valeurs déterminées provisoirement sur la base du bilan d'ouverture arrêté au 5 janvier 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme IFRS 3, le Groupe dispose de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes comptables et règles d'évaluation.

**3.4 Eléments du bilan d'entrée de British Energy dans les comptes consolidés du groupe EDF**

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée de British Energy au 5 janvier 2009 s'établit comme suit :

	En millions de livres sterling		En millions d'euros	
	Valeur historique British Energy	Ajustement Juste Valeur	Valeur d'entrée dans le Groupe	Valeur d'entrée dans le Groupe (1)
<b>ACTIF</b>				
Goodwill	321	(321)	-	-
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	1 657	7 547	9 204	9 835
Actifs de conversion	6 455	(6 455)	-	-
Autres actifs incorporels	48	623	671	717
Actifs financiers non courants	5 520	-	5 520	5 899
<b>Actif non courant</b>	<b>14 001</b>	<b>1 394</b>	<b>15 395</b>	<b>16 451</b>
Stocks	1 289	593	1 882	2 011
Clients et comptes rattachés	610	-	610	653
Actifs financiers courants	34	-	34	37
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 224	-	1 224	1 308
<b>Actif courant</b>	<b>3 157</b>	<b>593</b>	<b>3 750</b>	<b>4 009</b>
<b>TOTAL DES ACTIFS</b>	<b>17 158</b>	<b>1 987</b>	<b>19 145</b>	<b>20 460</b>
<b>PASSIF</b>				
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 436	-	2 436	2 603
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	4 067	398	4 465	4 770
Provisions pour avantages du personnel	269	(257)	12	13
Autres provisions	41	1 420	1 461	1 561
<b>Provisions non courantes</b>	<b>6 813</b>	<b>1 561</b>	<b>8 374</b>	<b>8 947</b>
Passifs financiers non courants	515	84	599	640
Impôts différés	56	2 155	2 211	2 364
<b>Passif non courant</b>	<b>571</b>	<b>2 239</b>	<b>2 810</b>	<b>3 004</b>
Fournisseurs et comptes rattachés	612	(90)	522	559
Passifs financiers courants	110	-	110	119
Dettes d'impôts courants	18	-	18	19
Autres crédateurs	35	(5)	30	32
<b>Passif courant</b>	<b>775</b>	<b>(95)</b>	<b>680</b>	<b>729</b>
<b>TOTAL DES PASSIFS</b>	<b>8 159</b>	<b>3 705</b>	<b>11 864</b>	<b>12 680</b>
<b>ACTIF NET</b>	<b>8 999</b>	<b>(1 718)</b>	<b>7 281</b>	<b>7 780</b>
<b>Coût d'acquisition</b>			<b>12 603</b>	<b>13 468</b>
<b>Goodwill provisoire</b>			<b>5 322</b>	<b>5 688</b>

(1) au taux de change du 5 janvier (1£ = 1,0686 €)

Les principaux retraitements comptabilisés dans le cadre du bilan d'entrée sont présentés ci-après :

- Juste valeur des centrales et des terrains : + 7 547 millions de livres sterling  
La juste valeur des centrales British Energy a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés - DCF nets d'impôt -, fondée sur des données de marché et sur la durée actuelle d'exploitation des centrales. Les principales hypothèses sont relatives :
  - aux prix de marché de l'électricité au Royaume Uni;
  - aux volumes projetés d'électricité produite, sans tenir compte de l'effet d'une éventuelle prolongation de la durée de vie de ces centrales;
  - aux coûts des combustibles nucléaire et fossile ;
  - aux dépenses de maintenance et d'investissement.
 Cette juste valeur ainsi déterminée est sensible aux principales hypothèses considérées.  
La valeur des terrains a été évaluée sur la base de dernières enchères réalisées par la NDA (Nuclear Decommissioning Authority).
- Annulation de l'actif de conversion : (6 455) millions de livres sterling  
Cet actif est représentatif dans les comptes de British Energy de la contrepartie résultant de la conversion en actions par le NLF (Nuclear Liability Fund) de son droit préexistant à l'acquisition à percevoir un paiement (mécanisme du « cash sweep payment »). Cette quote-part d'actif net, n'ayant

pas de valeur pour le Groupe EDF, ne constitue pas un actif identifiable en date d'acquisition et en conséquence n'est pas prise en compte. En revanche, la nouvelle valorisation des centrales intègre les effets de l'accord de prise en charge par le NLF des obligations nucléaires de long terme de British Energy.

- Contrats relatifs aux « commodités ».  
Ces contrats concernent principalement les achats/ventes d'électricité et de combustibles nucléaires. Ils sont valorisés à leur juste valeur selon IFRS 3, l'ajustement prenant en compte la différence de valorisation entre les prix de marché au 5 janvier 2009 et les prix des contrats. Il est ainsi constaté un actif ou passif correspondant respectivement à la valeur positive ou négative des contrats d'énergie en date d'acquisition, qui s'éteindra en fonction des livraisons effectives aux dates prévues dans les contrats.
- Autres ajustements :  
Ceux-ci concernent principalement les actifs incorporels relatifs à la marque « British Energy », les terrains destinés à être vendus, les stocks, les emprunts, les passifs éventuels relatifs aux litiges et à la variation de la provision pour avantages au personnel mis à leur juste valeur.
- Impôts différés :  
Passif d'impôt correspondant à l'impôt différé généré par la réévaluation des actifs, passifs et passifs éventuels opérée dans le cadre de la première consolidation de British Energy.

Le goodwill qui résulte de l'allocation du prix d'acquisition s'élève à 5 322 millions de livres sterling (soit 5 688 millions d'euros). Il est notamment supporté à ce jour par les avantages économiques résultant essentiellement du savoir-faire de l'entreprise acquise, des perspectives d'extension de la durée de vie des centrales existantes, la possibilité, du fait de l'acquisition de British Energy, de construire quatre nouvelles centrales nucléaires ainsi que des synergies attendues de l'intégration de British Energy avec les autres entités du Groupe.

### 3.5 Engagements pris par EDF pour répondre aux conditions posées par la Commission Européenne

La Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy sous les conditions suivantes :

- l'engagement de cession de la centrale au charbon d' Eggborough détenue par British Energy et de la centrale au gaz de Sutton Bridge détenue par EDF Energy ;
- la renonciation à une des trois demandes du groupe de connexion au réseau haute tension d'électricité géré par National Grid sur le site de Hinkley Point ;
- la mise sur le marché de volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015 ;
- l'engagement par EDF de vendre un terrain adjacent aux centrales nucléaires de British Energy de Dungeness ou de Heysham.

### 3.6 Accords Centrica - EDF

EDF et Centrica ont conclu le 11 mai 2009 un double accord portant d'une part sur l'investissement de Centrica à hauteur de 20% dans les activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni, et d'autre part, sur la cession à EDF par Centrica de ses 51% dans SPE, le deuxième producteur d'électricité, également second fournisseur de gaz et d'électricité en Belgique.

Les principales dispositions de ces accords concernent :

- la prise de participation par Centrica dans Lake Acquisitions à due concurrence de 20% pour un montant de 2,3 milliards de livres sterling et l'engagement, à même proportion, dans le programme de relance de l'énergie nucléaire au Royaume-Uni que va développer EDF, portant sur la construction de 4 nouveaux réacteurs de technologie EPR. Cet accord prévoit également l'enlèvement, en proportion de leur participation, par les groupes EDF et Centrica, de l'électricité qui sera produite par le parc existant de British Energy et par le parc du Nouveau Nucléaire ;
- la fourniture par EDF à Centrica de 18 TWh d'électricité supplémentaires aux prix du marché sur une

- période de 5 ans à partir de 2011 (note 11.2) ;
- l'acquisition par EDF de la participation détenue jusqu'alors par Centrica dans SPE en Belgique pour 1,3 milliard d'euros (note 23.3.1).

La mise en œuvre des accords avec Centrica reste soumise à des conditions suspensives qui tiennent essentiellement à :

- l'obtention par Centrica d'autorisations des autorités de la concurrence britannique et par EDF de l'autorisation de la Commission Européenne relative à l'acquisition de SEGEBEL/SPE ;
- la mise en œuvre simultanée de l'accord relatif au Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni ;
- la mise en œuvre simultanée de la transaction avec Centrica concernant SEGEBEL/SPE.

Au 30 juin, les engagements respectifs sont présentés en notes 11.2 et 23.3.

### 3.7 L'activité nucléaire de British Energy

Le Groupe British Energy détient et exploite 8 centrales nucléaires au Royaume-Uni dont la capacité installée totale est de 8,7 GW.

Sept d'entre elles sont des centrales à « Réacteurs Avancés refroidis au Gaz » (RAG) alimentées chacune par deux réacteurs ; leur durée de vie comptable est comprise entre 30 et 40 ans. Les dates de fermeture prévues s'échelonnent entre 2014 et 2023.

La huitième centrale est de technique « Réacteur à eau pressurisée » (REP). Alimentée par un réacteur unique, cette centrale a une durée de vie comptable de 40 ans avec une date de fermeture prévue en 2035.

La valeur totale de ces huit centrales dans le bilan d'ouverture est de 8 648 millions de livres sterling (9 241 millions d'euros) (cf note 3.4).

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte, notamment en ce qui concerne la sûreté et la sécurité nucléaire.

3.7.1 Combustible nucléaire, provisions pour aval du cycle nucléaire et provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

3.7.1.1 Combustible nucléaire et provisions pour aval du cycle nucléaire

L'ensemble des coûts relatifs aux achats de combustibles nucléaires et à leur fabrication est enregistré en stocks. Ces combustibles une fois entrés en réacteur, la comptabilisation en charges est proportionnelle aux quantités de combustible utilisé.

Les coûts représentatifs des dépenses de l'aval du cycle (transport, entreposage, retraitement et stockage de longue durée) sont enregistrés en stocks et sont transférés en charges proportionnellement aux quantités de combustible utilisé.

Les provisions pour aval du cycle du combustible nucléaire sont relatives aux obligations du Groupe British Energy en matière de retraitement, d'entreposage des combustibles usés, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs. Elles résultent des meilleures estimations de la Direction en termes de coûts de long terme attendus et reposent, chaque fois que possible, sur des accords contractuels ou sur les estimations techniques les plus récentes pour respecter ces obligations dans le cadre des règles applicables. Elles traduisent la politique actuelle du gouvernement britannique ainsi que le cadre réglementaire existant.

En millions d'euros	Aval du cycle	Aval du cycle	<b>Au 30.06.2009</b>
	Dépenses contractualisées	Dépenses non contractualisées	<b>Total</b>
Montants non actualisés (prix courants)	2 933	3 178	<b>6 111</b>
Montants actualisés (taux réel 3%)	2 335	595	<b>2 930</b>
Montants provisionnés	2 335	440	<b>2 775</b>

Ces provisions sont mises à jour à chaque période et à chaque fois que nécessaire.

**3.7.1.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs**

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction, couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues les plus vraisemblablement utilisables dans le cadre du respect des réglementations existant aujourd'hui.

Ces provisions sont mises à jour à chaque période et à chaque fois que nécessaire.

En millions d'euros	<b>Au 30.06.2009</b>
Déconstruction des centrales	<b>Total</b>
Montants non actualisés (prix courants)	<b>10 981</b>
Montants provisionnés (actualisés au taux réel de 3%)	<b>3 628</b>

**3.7.2 Financement des obligations nucléaires de long terme (aval du cycle et déconstruction des centrales)**

Les avenants conclus avec le NLF, suite à l'acquisition de British Energy par le Groupe EDF, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État ou du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de Restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy, et en vertu desquels :

- le Nuclear Liabilities Fund (« NLF »), un trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, a accepté (suivant les instructions du Secrétariat d'État) de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe British Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell) et les coûts de déconstruction éligibles, en relation avec les centrales de British Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible utilisé du groupe British Energy (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005) ;
- le groupe British Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne serait pas conforme aux règles de sûreté et de prudence) tandis que les obligations de British Energy, British Energy Group Ltd et British Energy Bond Finance plc à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des membres principaux du groupe British Energy.

Par ailleurs, British Energy avait conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA), pour la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et ne supporte aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield.

Certains avenants aux Accords de Restructuration reflètent notamment l'accès par British Energy à une meilleure notation financière par suite de l'acquisition.

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme se traduisent dans les comptes du Groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif (les provisions),
- à l'actif figurent les créances représentatives des remboursements à recevoir pour éteindre ces obligations selon le cas :
  - par le NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement
  - par le Gouvernement pour les obligations contractualisées.

Le montant de la créance contrepartie des provisions s'élève à 6 403 millions d'euros à fin juin 2009.

Ces actifs sont actualisés au même taux réel de 3% que les passifs qu'ils financeront. Les produits correspondants sont des produits financiers.

Les engagements futurs de British Energy conduisant à des décaissements non remboursés par ces actifs sont actuellement les suivants :

- des contributions annuelles pour déconstruction de 20 millions de livres sterling indexées sur l'inflation et sur une durée limitée à la durée de vie des différentes centrales telle qu'arrêtée à la date des « accords de restructuration »,
- 150 milliers de livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Les montants provisionnés au titre de ces derniers engagements s'élèvent à 219 millions d'euros au 30 juin 2009.

## **Note 4 - Evolutions réglementaires en France**

### 4.1 Concessions de forces hydrauliques

L'article 7 de la loi n°2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

L'article 33 de la loi n°2006-1771 du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n°2008-1009 du 26 septembre 2008 a apporté notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Conformément aux dispositions prévues par ce décret, EDF a déposé en début d'année 2009 à l'agrément du ministère les dépenses éligibles à indemnisation. L'instruction de ce dossier par l'administration est en cours.

La prise en compte de ces évolutions réglementaires a conduit à modifier, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009, le plan d'amortissement pour les ouvrages remis gratuitement en fin de concession et non indemnisables en l'accélérant sur la durée résiduelle de la concession lorsque que cette dernière est inférieure à la durée de vie technique des ouvrages.

L'accélération du plan d'amortissement conduit à une charge supplémentaire de 7 millions d'euros sur le premier semestre 2009.

### 4.2 Lois SRU - UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité Renouvellement Urbains) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en oeuvre d'un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (Collectivités en Charge de l'Urbanisme et clients raccordés),
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation des opérations de raccordement,
- prise en charge directement en dedans du tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par le biais de taux de réfaction applicables aux prix du barème, la part facturée aux bénéficiaires étant désormais dénommée « contribution » et se substituant aux mécanismes antérieurs (tickets de raccordement, participations et remises gratuites des aménageurs).

Un barème de prix a été proposé à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui l'a approuvé en 2008. Ces nouvelles dispositions ont été précisées dans l'arrêté publié le 20 novembre 2008, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Les contributions perçues en application de ce texte sont comptabilisées en chiffre d'affaires sur l'exercice au cours duquel elles sont reçues.

#### 4.3 Travaux de la Commission Champsaur

La Commission Champsaur a remis le 27 avril 2009 aux ministères de l'Economie et de l'Ecologie un rapport dans lequel elle préconise « d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique, pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national ».

Elle propose également de supprimer les tarifs réglementés de vente aux clients industriels (tarifs verts et une partie des tarifs jaunes) ainsi que le TaRTAM (tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché) instauré en 2007 et valable jusqu'à mi-2010. En revanche, la commission préconise le maintien des tarifs réglementés pour les particuliers et les petits professionnels (tarifs bleus et une partie des tarifs jaunes), tout en précisant que « le niveau de ces tarifs doit être tel qu'il permette à la concurrence d'élaborer des offres compétitives basées sur l'approvisionnement par un accès régulé à la production en base ». La Commission prévoit également que « les consommateurs devront pouvoir aller et venir sans contrainte des offres réglementées aux offres libres et réciproquement » et que « tous les fournisseurs pourront proposer les offres aux tarifs réglementés ».

Après une phase de consultation des acteurs du secteur et de la Commission européenne en mai 2009, des textes appropriés devraient être élaborés au second semestre 2009.

## **Note 5 - Evénements et transactions significatifs survenus au cours du premier semestre 2009**

### 5.1 Contexte économique général et poursuite de la crise des marchés financiers en France

Le premier semestre 2009 est caractérisé par un environnement économique dégradé marqué par la baisse des prix des matières premières et de l'énergie par rapport au premier semestre 2008.

Les marchés internationaux actions ont continué de baisser jusqu'au début du mois de mars pour rebondir ensuite et se maintenir jusqu'à fin juin, dans un environnement de forte volatilité.

### 5.2 Alpiq et apport des droits de tirage Emosson

Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie ATEL et EOS ont annoncé leur rapprochement sous le nom d'Alpiq en vue de constituer un groupe énergéticien leader en Suisse. Un accord est intervenu le 18 décembre 2008, entre EDF, EOSH et CSM, le consortium des actionnaires minoritaires historiques d'ATEL, par lequel la participation directe d'EDF dans ce nouvel ensemble doit s'établir à 25% aux côtés d'EOSH et de CSM qui doivent en détenir chacun 31%.

Conformément à cet accord, le 27 janvier 2009 :

- EDF a apporté à Alpiq sa quote-part de 50% des droits à la puissance et à l'énergie de l'aménagement hydroélectrique d'Emosson, pour la durée résiduelle des concessions existantes et ce, pour un montant de 722 millions de CHF (soit 481 millions d'euros). En contrepartie de cet apport en nature, EDF a reçu 1 187 511 actions Alpiq Holding SA ;
- et EDF Alpes Investissements, détenue à 100% par EDF International, a racheté 554 751 actions Alpiq au consortium des minoritaires suisses pour un montant en numéraire de 336 millions de CHF (soit 224 millions d'euros).

L'apport en nature génère dans les comptes consolidés d'EDF un produit de 331 millions d'euros avant impôts résultant d'une part de cette transaction et d'autre part de la prise en compte de la dépréciation résultante des actifs détenus par EDF dans Emosson SA. Ce produit à caractère inhabituel par sa nature et son montant est enregistré en « Autres produits et charges d'exploitation » (voir note 14).

Ces opérations se traduisent par une augmentation de 705 millions d'euros de la rubrique « Titres mis en équivalence » au bilan du Groupe (voir note 22) et entraînent la déconsolidation de la société Emosson SA.

### 5.3 Emissions d'emprunts obligataires d'EDF

Le refinancement du programme d'investissement s'est poursuivi activement tout au long du premier semestre.

Malgré un contexte tendu d'accès aux marchés financiers, EDF a procédé entre janvier et mai 2009 à l'émission de plusieurs emprunts à long terme pour un montant total de 10 milliards d'euros. Le détail de ces emprunts est communiqué en note 28.2.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et concourent notamment au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

Par ailleurs, EDF a lancé le 17 juin 2009 un emprunt obligataire auprès des particuliers. L'emprunt est rémunéré au taux fixe de 4.5% et fera l'objet d'un remboursement intégral à l'issue d'une période de 5 ans. Au terme de la période de souscription qui s'est achevée le 6 juillet 2009, le montant de l'emprunt s'élève à 3 269 millions d'euros.

## **Note 6 - Evolutions du périmètre de consolidation**

### 6.1 Evolution du périmètre de consolidation du 1<sup>er</sup> semestre 2009

Outre la finalisation de l'offre publique d'achat de British Energy qui conduit à la consolidation de cette société par intégration globale à compter du 5 janvier 2009 au sein du sous-groupe EDF Energy et qui fait l'objet d'une présentation détaillée en note 3, les principales autres évolutions de périmètre du premier semestre concernent les opérations suivantes :

- Secteur « Allemagne »
  - Acquisition le 31 mars 2009 de 100% des sociétés Plambeck Neue Energien Windpark Fonds LX GmbH & Co.KG, Cuxhaven, Plambeck Neue Energien Windpark Fonds CI GmbH & Co.KG, Cuxhaven et Plambeck Neue Energien Windpark Fonds CIV GmbH & Co.KG, Cuxhaven pour un montant de 33 millions d'euros (15 millions d'euros en quote-part EDF).
  - Acquisition fin mai 2009 de 100% de la société Lippendorf GmbH qui détient 50% de la centrale de Lippendorf et de 100% de la société Bexbach GmbH qui détient 8,3% de la centrale à charbon de Bexbach. Le prix d'acquisition total s'élève à 915 millions d'euros (421 millions d'euros en quote-part EDF). Le goodwill provisoire s'établit à 485 millions d'euros (223 millions d'euros en quote-part EDF). Conformément aux dispositions de la norme IFRS 3, le Groupe dispose de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.
- Secteur « Italie »
  - Acquisition en janvier 2009 de la concession gazière d'Aboukir en Egypte pour un montant de 1 011 millions d'euros (495 millions d'euros en quote-part EDF).\*
  - Acquisition en mars 2009 d'une participation de 80% dans la société AMG Gas SRL pour 25 millions d'euros (12 millions d'euros en quote-part EDF).\*
  - Acquisition en mars 2009 de 100% de la société Energiaki Thessaloriki SA (T.Power) via la joint venture Elpedison BV co-contrôlée à parité par Edison et Hellenic Petroleum.

---

\* valeur à 100% chez Edison

- Secteur « Autre international »
  - Rachat en mars 2009 à l'Etat polonais de 28,05% de titres ECK portant le pourcentage de détention d'EDF dans ECK de 66,26% à 94,31%.
  - Rachat en juin 2009 à GDF SUEZ de 20% de SIA par EDF International portant le pourcentage de détention à 100% dans cette société et le pourcentage d'intérêt à 25% dans Estag.
- Secteur « Autres activités »
  - Montée au capital d'EDF Investissement Groupe en juin 2009 portant le taux de détention du Groupe de 84,85% à 92,13%.

### 6.2 Evolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2008 sont les suivantes :

- Secteur « Italie »
  - Cession par Edison en avril 2008 de sept centrales thermoélectriques.
  - Cession le 1<sup>er</sup> mai 2008 de 51% de la société Dolomiti Edison Energy qui détient 3 centrales hydrauliques à la province de Trent et de 60% de la société Hydros qui détient 7 centrales hydrauliques à la province de Bolzano le 24 octobre 2008. Les deux sociétés restent consolidées en intégration globale.
  - Création de la société Edison Engineering SA qui construit un cycle combiné-gaz à Thisvi en Grèce.
- Secteur « Autre international »
  - Achat par EDF, consécutif à l'exercice de l'option de vente par GDF SUEZ, d'actions ECW (Pologne) pour 54 millions d'euros, portant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF de 77,52% à 99,66%.
- Secteur « Autres activités »
  - Cession de SOPROLIF finalisée en février 2008.
  - Réalisation de diverses opérations de croissance externe chez Dalkia International dont l'acquisition du groupe Praterm en Pologne.
  - Augmentation de la participation d'EDF Energies Nouvelles dans Fotosolar de (45,83% à 90%).
  - Cession en décembre 2008 de la Société Clemessy détenue par Dalkia Holding ayant dégagé une plus-value de 184 millions d'euros. La quote-part revenant au groupe EDF s'élève à 63 millions d'euros et figure sous la rubrique « titres mis en équivalence ».
  - Acquisition en octobre 2008 de 100% de la Société Eagle Energy Partners par EDF Trading pour un montant de 230 millions USD (soit 181 millions d'euros). La situation nette acquise après retraitements de juste valeur s'élève à 238 millions USD (soit 184 millions d'euros). Eagle Energy Partners, société qui opère aux Etats-Unis, est spécialisée dans la fourniture de services de transport et de stockage de gaz naturel et d'optimisation sur les marchés de gros de gaz naturel et de l'électricité.
  - Acquisition par EDF Production UK, filiale à 100% de EDF, de 80% des participations d'ATP Oil and Gas UK dans 3 champs gaziers en Mer du Nord le 18 décembre 2008 pour un montant de 260 millions de livres sterling.

- Montée au capital d'EDF Investissement Groupe, par apport de 1,806 milliards d'euros à l'occasion d'une augmentation de capital en décembre 2008 réservée à C3 portant le taux de détention du Groupe de 66,67% à 84,85%.

## Note 7 - Information sectorielle

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » qui remplace la norme IAS 14 à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité de Direction du Groupe. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport), les activités insulaires ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris British Energy et EDF Development UK Ltd;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- « **Autre international** » qui regroupe les autres entités électriques et gazières situées notamment en Europe continentale ainsi que celles situées aux Etats-Unis, en Amérique Latine, en Asie et EDF International.
- « **Autres activités** » qui regroupe l'ensemble des autres participations dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF Energies Nouvelles, EDF Trading et EDF Investissement Groupe.

Les incidences de la mise en œuvre de cette nouvelle segmentation sont limitées. Elles concernent principalement des réaffectations d'activités entre les anciens segments « Reste Europe » et « Reste du Monde » qui sont désormais regroupées en « Autre international » et « Autres Activités ».

L'information sectorielle du 1<sup>er</sup> semestre 2008 a été retraitée selon cette segmentation.

## GRUPE EDF - COMPTES CONSOLIDES AU 30 JUIN 2009

### 7.1 Au 30 juin 2009

	France	Royaume Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations	Total
(en millions d'euros)								
Chiffre d'affaires externe	18 322	5 757	3 778	2 525	1 556	2 959	-	34 897
Chiffre d'affaires inter-secteur	273	-	10	3	54	272	(612)	
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>18 595</b>	<b>5 757</b>	<b>3 788</b>	<b>2 528</b>	<b>1 610</b>	<b>3 231</b>	<b>(612)</b>	<b>34 897</b>
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>5 956</b>	<b>1 611</b>	<b>655</b>	<b>393</b>	<b>297</b>	<b>1 229</b>	<b>-</b>	<b>10 141</b>
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>3 997</b>	<b>933</b>	<b>465</b>	<b>146</b>	<b>192</b>	<b>1 042</b>	<b>-</b>	<b>6 775</b>
<b>BILAN :</b>								
Immobilisations incorporelles et corporelles	82 140	21 580	6 125	5 407	2 816	6 667	-	124 735
Titres mis en équivalence	18	69	699	25	2 010	569	-	3 390
Goodwill	-	8 243	1 584	2 026	166	1 515	-	13 534
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	22 370	4 820	2 234	1 446	697	5 727	-	37 294
Actifs détenus en vue de la vente	-	21	705	-	117	-	-	843
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	49 416
<b>Total Actif</b>	<b>104 528</b>	<b>34 733</b>	<b>11 347</b>	<b>8 904</b>	<b>5 806</b>	<b>14 478</b>	<b>-</b>	<b>229 212</b>
<b>AUTRES INFORMATIONS :</b>								
Investissements corporels et incorporels <sup>(2)</sup>	3 408	969	222	267	135	564	-	5 565
Dotations aux amortissements	(1 993)	(678)	(185)	(237)	(103)	(187)	-	(3 383)
Pertes de valeur	-	-	(5)	(10)	(1)	(1)	-	(17)

### 7.2 Au 30 juin 2008

	France	Royaume Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations	Total
(en millions d'euros)								
Chiffre d'affaires externe	17 817	3 945	3 707	2 817	1 480	2 473	-	32 239
Chiffre d'affaires inter-secteur	221	1	18	-	55	249	(544)	
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>18 038</b>	<b>3 946</b>	<b>3 725</b>	<b>2 817</b>	<b>1 535</b>	<b>2 722</b>	<b>(544)</b>	<b>32 239</b>
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>6 067</b>	<b>587</b>	<b>634</b>	<b>457</b>	<b>310</b>	<b>986</b>	<b>-</b>	<b>9 041</b>
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>3 816</b>	<b>366</b>	<b>454</b>	<b>224</b>	<b>209</b>	<b>844</b>	<b>-</b>	<b>5 913</b>
<b>BILAN :</b>								
Immobilisations incorporelles et corporelles	78 944	9 739	6 187	4 834	2 884	5 364	-	107 952
Titres mis en équivalence	-	73	858	22	1 231	529	-	2 713
Goodwill	-	2 147	1 394	2 022	154	1 459	-	7 176
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	21 125	1 970	1 877	1 349	653	6 262	-	33 236
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	6	-	-	-	-	6
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	51 081
<b>Total Actif</b>	<b>100 069</b>	<b>13 929</b>	<b>10 322</b>	<b>8 227</b>	<b>4 922</b>	<b>13 614</b>	<b>-</b>	<b>202 164</b>
<b>AUTRES INFORMATIONS :</b>								
Investissements corporels et incorporels <sup>(2)</sup>	2 510	596	191	162	270	383	-	4 112
Dotations aux amortissements	(1 938)	(221)	(180)	(230)	(101)	(142)	-	(2 812)
Pertes de valeur	-	-	-	(3)	-	4	-	1

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.

(2) Les investissements corporels et incorporels correspondent aux acquisitions d'immobilisations présentées dans le tableau de flux de trésorerie.

## Note 8 - Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2009	S1 2008
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	31 968	29 460
Autres ventes de biens et de services	2 199	2 113
Variation de juste valeur des contrats de matières premières et d'énergie	27	49
Trading	703	617
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>34 897</b>	<b>32 239</b>

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 8,2% par rapport à celui du premier semestre de l'exercice 2008. Il intègre le chiffre d'affaires de British Energy pour 1 701 millions d'euros ainsi que des effets négatifs de change principalement liés à l'évolution des cours moyens de la livre sterling, du zloty et du forint hongrois d'une période à l'autre.

## Note 9 - Achats de combustibles et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2009	S1 2008
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(5 303)	(4 673)
Achats d'énergie	(7 808)	(7 712)
Charges de transport et d'acheminement	(1 234)	(1 095)
Résultat de couverture	(245)	186
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	730	347
<b>Achats de combustibles et d'énergie</b>	<b>(13 860)</b>	<b>(12 947)</b>

Les achats de combustibles et d'énergie augmentent de 913 millions d'euros, soit de 7,1% par rapport à ceux du premier semestre de l'exercice 2008. Ils intègrent également les effets de l'acquisition de British Energy pour 335 millions d'euros ainsi que des effets de change principalement liés à la dépréciation de la livre sterling et du zloty.

## Note 10 - Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2009	S1 2008
Services extérieurs	(5 302)	(4 374)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(1 489)	(1 394)
Production stockée et immobilisée	1 553	1 347
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	100	125
<b>Autres consommations externes</b>	<b>(5 138)</b>	<b>(4 296)</b>

Leur progression reflète l'effet de la première consolidation de British Energy pour 378 millions d'euros.

## Note 11 - Obligations contractuelles et engagements

### 11.1 Engagements d'achats

Les engagements d'achats fermes et irrévocables de matières premières, d'énergie et de combustibles nucléaires s'élevaient à 53 481 millions d'euros au 31 décembre 2008.

La principale évolution par rapport au 31 décembre 2008 concerne les engagements d'achats de combustibles nucléaires provenant des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire de British Energy pour un montant de 1 682 millions d'euros.

### 11.2 Engagements de livraison d'électricité

Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy notamment sous la condition de la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015. De plus, dans le cadre des accords conclus en mai 2009 entre EDF et Centrica, EDF fournira à Centrica 18 TWh d'électricité supplémentaires aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011 (voir notes 3.5 et 3.6).

### 11.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2009, l'échéancier des garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation se présente comme suit :

	30.06.2009			31.12.2008	
	Total	Échéances		Total	
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 348	391	865	92	1 451
Engagements sur commandes d'exploitation *	4 973	2 835	1 573	565	4 172
Engagements sur commandes d'immobilisations	10 802	5 036	5 572	194	11 339
Autres engagements liés à l'exploitation	4 302	1 669	2 364	269	4 802
<b>Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation</b>	<b>21 425</b>	<b>9 931</b>	<b>10 374</b>	<b>1 120</b>	<b>21 764</b>
<b>Engagements reçus liés à l'exploitation</b>	<b>7 459</b>	<b>4 958</b>	<b>2 189</b>	<b>312</b>	<b>7 564</b>

\* hors matières premières et énergie

Les engagements sur commandes d'immobilisations d'Edison au titre d'Aboukir (491 millions d'euros en quote-part EDF au 31 décembre 2008) se sont dénoués du fait de l'acquisition en janvier 2009 de cette concession gazière par Edison (voir note 6.1).

## Note 12 - Impôts et taxes

Au premier semestre 2008, l'évolution des règles de plafonnement de la taxe professionnelle en fonction de la valeur ajoutée avait conduit à la constatation d'un dégrèvement non récurrent de 61 millions d'euros au titre de l'exercice 2007.

## Note 13 - Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

	S1 2009	S1 2008
(en millions d'euros)		
Subventions d'exploitation	1 394	950
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au Tartam <sup>(1)</sup>	-	(16)
Résultat de déconsolidation	2	20
Résultat de cession d'immobilisations	(31)	(32)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(94)	(43)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	225	252
Autres produits et autres charges	154	(243)
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>1 650</b>	<b>888</b>

(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au 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.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 380 millions d'euros au premier semestre 2009 (941 millions d'euros au premier semestre 2008). Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin juin 2009. Sa hausse s'explique principalement par la forte baisse des prix de marché sur la part de la CSPE qui compense le différentiel entre le coût des obligations d'achat et le prix de marché.

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1er juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10%, 20% ou 23% suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant d'en bénéficier.

La loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 prolonge le dispositif du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010. Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il n'en aurait pas encore bénéficié.

La contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « TaRTAM » au titre du premier semestre de l'exercice 2009 s'élève à 622 millions d'euros (215 millions d'euros au 30 juin 2008), compensée par une reprise de provision correspondante.

Les autres produits et charges intègrent à hauteur de 162 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 (voir note 3.4) au fur et à mesure de leur dénouement.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en autres produits et charges d'exploitation (voir note 14).

## **Note 14 - Autres produits et charges d'exploitation**

Les autres produits et charges d'exploitation du premier semestre 2009 s'élèvent à 330 millions d'euros. Ils correspondent essentiellement au produit net dégagé à l'occasion de l'apport par EDF à Alpiq de sa quote-part de 50% des droits à la puissance et à l'énergie du barrage d'Emosson et des charges afférentes (voir note 5.2).

Les autres produits et charges d'exploitation du premier semestre de l'exercice 2008 représentaient une charge nette de 22 millions d'euros dont 20 millions d'euros correspondant à l'impact sur la France de la réforme du régime des retraites des IEG en France.

## **Note 15 - Résultat financier**

### 15.1 Coût de l'endettement financier brut

(en millions d'euros)	<b>S1 2009</b>	<b>S1 2008</b>
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 301)	(794)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(6)	1
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(8)	-
Résultat net de change sur endettement	44	32
<b>Coût de l'endettement financier brut</b>	<b>(1 271)</b>	<b>(761)</b>

La hausse des charges d'intérêts sur opérations de financement résulte principalement de la hausse de la dette en liaison avec l'acquisition de British Energy.

15.2 Charge d'actualisation

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

Elle tient notamment compte au premier semestre 2009 de l'effet du changement de taux d'actualisation de 5% à 5,75% intervenu au 31 décembre 2008, concernant les provisions pour avantages du personnel des sociétés françaises et des effets de l'entrée de British Energy dans le périmètre pour (147) millions d'euros.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	<b>S1 2009</b>	<b>S1 2008</b>
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(728)	(621)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(788)	(773)
Autres provisions	(76)	(26)
<b>Charge d'actualisation</b>	<b>(1 592)</b>	<b>(1 420)</b>

15.3 Autres produits et charges financiers

Les autres produits et charges financiers comprennent principalement les produits d'intérêts sur les marchés obligataires, les résultats des transactions et dividendes sur les marchés actions ainsi que le rendement des actifs de couverture des avantages du personnel. Au 1<sup>er</sup> semestre 2009, ils reflètent un moindre rendement des placements. Pour le 1<sup>er</sup> semestre 2008, ils intégraient des pertes latentes liées à l'évaluation d'instruments financiers affectés par la dégradation des marchés financiers.

**Note 16 - Impôts sur les résultats**

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 520 millions d'euros au 30 juin 2009. Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2009 au résultat avant impôt au 30 juin 2009. Le taux effectif d'impôt ressort à 33,2%.

L'impôt sur les résultats s'élevait à 1 442 millions d'euros au 30 juin 2008. Il résultait de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2008 au résultat avant impôt au 30 juin 2008. Le taux effectif d'impôt ressortait à 32,4% à fin juin 2008. Ce taux tenait compte de l'instauration par un décret-loi du 25 juin 2008 d'une taxation des profits réalisés par les sociétés du secteur de l'énergie en Italie qui avait conduit Edison à constater 70 millions d'euros de charge d'impôt complémentaire.

**Note 17 - Goodwill**

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

(en millions d'euros)	<b>30.06.2009</b>	<b>31.12.2008</b>
<b>Valeur nette comptable à l'ouverture</b>	<b>6 807</b>	<b>7 266</b>
Acquisitions	5 990	138
Cessions	-	(8)
Pertes de valeur	(1)	(4)
Différences de conversion	778	(580)
Autres mouvements	(40)	(5)
<b>Valeur nette comptable à la clôture</b>	<b>13 534</b>	<b>6 807</b>
Valeur brute à la clôture	14 369	7 641
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(835)	(834)

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	<b>Royaume- Uni</b>	<b>Allemagne</b>	<b>Italie</b>	<b>Autres international</b>	<b>Autres activités</b>	<b>Total</b>
<b>Au 30 juin 2009</b>	<b>8 243</b>	<b>1 584</b>	<b>2 026</b>	<b>166</b>	<b>1 515</b>	<b>13 534</b>
Au 31 décembre 2008	1 786	1 405	2 020	160	1 436	6 807

En 2009, l'augmentation du goodwill concerne principalement British Energy pour 5 322 millions de livres sterling (5 688 millions d'euros). Son mode de détermination est exposé en note 3. Elle comprend également le goodwill dégagé par EnBW sur l'acquisition d'une quote-part des centrales de Lippendorf et Bexbach en mai 2009 pour 223 millions d'euros. Ces deux montants sont provisoires.

Aucun indicateur de perte de valeur de ces goodwill n'a été identifié au cours du premier semestre 2009.

## **Note 18 - Immobilisations incorporelles**

L'augmentation des immobilisations incorporelles concerne à hauteur de 495 millions d'euros les actifs liés aux champs gaziers d'Aboukir acquis par Edison en janvier 2009 (note 6.1) ainsi que l'entrée de British Energy dans le périmètre de consolidation (718 millions d'euros).

Le solde de la variation correspond pour l'essentiel à la diminution des droits d'émission de gaz à effet de serre sous l'effet des cessions et des restitutions aux Etats réalisées sur le 1<sup>er</sup> semestre 2009.

## **Note 19 - Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France**

### 19.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

La valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	<b>30.06.2009</b>	<b>31.12.2008</b>
Immobilisations	40 462	40 253
Immobilisations en cours	1 170	960
<b>Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>41 632</b>	<b>41 213</b>

19.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)					
<b>Valeurs brutes au 31.12.2008</b>	<b>2 118</b>	<b>10</b>	<b>64 082</b>	<b>2 805</b>	<b>69 015</b>
Augmentations <sup>(1)</sup>	17	-	1 108	85	1 210
Diminutions	(10)	-	(230)	(66)	(306)
Ecart de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	3	1	(3)	1
<b>Valeurs brutes au 30.06.2009</b>	<b>2 125</b>	<b>13</b>	<b>64 961</b>	<b>2 821</b>	<b>69 920</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008</b>	<b>(1 175)</b>	<b>(3)</b>	<b>(25 602)</b>	<b>(1 982)</b>	<b>(28 762)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(16)	-	(76)	(49)	(141)
Diminutions	10	-	199	66	275
Ecart de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements <sup>(2)</sup>	(6)	(4)	(792)	(28)	(830)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2009</b>	<b>(1 187)</b>	<b>(7)</b>	<b>(26 271)</b>	<b>(1 993)</b>	<b>(29 458)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2008</b>	<b>943</b>	<b>7</b>	<b>38 480</b>	<b>823</b>	<b>40 253</b>
<b>Valeurs nettes au 30.06.2009</b>	<b>938</b>	<b>6</b>	<b>38 690</b>	<b>828</b>	<b>40 462</b>

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

## Note 20 - Immobilisations en concessions des autres activités

### 20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2009	31.12.2008 (1)
Immobilisations	26 500	25 996
Immobilisations en cours	1 248	963
<b>Immobilisations en concessions des autres activités</b>	<b>27 748</b>	<b>26 959</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée (note 2).

20.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)					
<b>Valeurs brutes au 31.12.2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>3 752</b>	<b>9 026</b>	<b>29 930</b>	<b>2 198</b>	<b>44 906</b>
Augmentations	24	77	573	72	746
Diminutions	(3)	(17)	(50)	(11)	(81)
Ecart de conversion	55	(4)	969	27	1 047
Mouvements de périmètre	(179)	(49)	-	(35)	(263)
Autres mouvements	(3)	-	(538)	7	(534)
<b>Valeurs brutes au 30.06.2009</b>	<b>3 646</b>	<b>9 033</b>	<b>30 884</b>	<b>2 258</b>	<b>45 821</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>(1 888)</b>	<b>(4 699)</b>	<b>(10 930)</b>	<b>(1 393)</b>	<b>(18 910)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(41)	(111)	(395)	(72)	(619)
Diminutions	4	13	37	10	64
Ecart de conversion	(15)	1	(193)	3	(204)
Mouvements de périmètre	71	36	-	13	120
Autres mouvements	(2)	3	228	(1)	228
<b>Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2009</b>	<b>(1 871)</b>	<b>(4 757)</b>	<b>(11 253)</b>	<b>(1 440)</b>	<b>(19 321)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2008</b>	<b>1 864</b>	<b>4 327</b>	<b>19 000</b>	<b>805</b>	<b>25 996</b>
<b>Valeurs nettes au 30.06.2009</b>	<b>1 775</b>	<b>4 276</b>	<b>19 631</b>	<b>818</b>	<b>26 500</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des données liées à la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée (note 2).

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France (voir note 19) comprennent des immobilisations concédées principalement situées en France (transport et production hydraulique), Grande-Bretagne, Allemagne et Italie.

L'impact de l'accélération du plan d'amortissement des concessions de force hydraulique en France (note 4.1) s'élève à 7 millions d'euros sur le premier semestre 2009.

## Note 21 - Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

### 21.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

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

(en millions d'euros)	30.06.2009	31.12.2008 <sup>(1)</sup>
Immobilisations	44 376	33 580
Immobilisations en cours	6 741	5 514
Immobilisations financées par location-financement	301	309
<b>Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre</b>	<b>51 418</b>	<b>39 403</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée (note 2).

### 21.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 31.12.2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>12 034</b>	<b>46 658</b>	<b>14 177</b>	<b>1 742</b>	<b>8 342</b>	<b>82 953</b>
Augmentations	245	189	126	22	732	1 314
Diminutions	(40)	(131)	(51)	(16)	(76)	(314)
Ecart de conversion	47	888	130	-	163	1 228
Mouvements de périmètre	365	9 017	544	-	221	10 147
Autres mouvements	(26)	9	(17)	22	(104)	(116)
<b>Valeurs brutes au 30.06.2009</b>	<b>12 625</b>	<b>56 630</b>	<b>14 909</b>	<b>1 770</b>	<b>9 278</b>	<b>95 212</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>(5 981)</b>	<b>(30 777)</b>	<b>(7 786)</b>	<b>(968)</b>	<b>(3 861)</b>	<b>(49 373)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(152)	(864)	(314)	(23)	(317)	(1 670)
Diminutions	20	116	46	13	61	256
Ecart de conversion	7	(17)	(21)	-	(61)	(92)
Mouvements de périmètre	(1)	-	(2)	-	(1)	(4)
Autres mouvements	12	1	11	(8)	31	47
<b>Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2009</b>	<b>(6 095)</b>	<b>(31 541)</b>	<b>(8 066)</b>	<b>(986)</b>	<b>(4 148)</b>	<b>(50 836)</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2008 <sup>(1)</sup></b>	<b>6 053</b>	<b>15 881</b>	<b>6 391</b>	<b>774</b>	<b>4 481</b>	<b>33 580</b>
<b>Valeurs nettes au 30.06.2009</b>	<b>6 530</b>	<b>25 089</b>	<b>6 843</b>	<b>784</b>	<b>5 130</b>	<b>44 376</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée (note 2).

Les mouvements de périmètre correspondent principalement à la première consolidation de British Energy pour 9 836 millions d'euros.

## Note 22 - Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale (1)	Quote-part d'intérêts dans le capital %	30.06.2009		31.12.2008	
			Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres (2)	Dont quote-part de résultat (2)
Alpiq	P,D,S,T	26,06	1 499	46	803	115
Dalkia Holding	S	34,00	493	18	521	90
EVN	D	16,40	413	27	478	37
Estag	P,D	25,00	384	18	383	32
Autres titres mis en équivalence			601	29	667	93
<b>Titres mis en équivalence</b>			<b>3 390</b>	<b>138</b>	<b>2 852</b>	<b>367</b>

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

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact de l'application de la norme IAS 23 révisée.

L'augmentation de la quote-part détenue dans le nouvel ensemble Alpiq s'explique principalement par les opérations mentionnées en note 5.2 qui se traduisent par une hausse de 705 millions d'euros de la quote-part de capitaux propres.

## Note 23 - Actifs financiers courants et non courants

### 23.1 Répartition courant / non courant des actifs financiers

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

(en millions d'euros)	30.06.2009			31.12.2008		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	7 012	3	7 015	4 831	2	4 833
Actifs financiers disponibles à la vente (*)	7 769	13 891	21 660	7 925	15 187	23 112
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance (1)	59	478	537	78	449	527
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 297	905	3 202	2 079	1 626	3 705
Prêts et créances financières (1)	385	7 263	7 648	416	839	1 255
<b>Actifs financiers courants et non courants</b>	<b>17 522</b>	<b>22 540</b>	<b>40 062</b>	<b>15 329</b>	<b>18 103</b>	<b>33 432</b>

(\*) nets de dépréciation pour 585 millions d'euros au 30 juin 2009 (530 millions d'euros au 31 décembre 2008).

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

### 23.2 Détail des actifs financiers

#### 23.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	30.06.2009	31.12.2008
Juste valeur positive des dérivés de transaction	6 899	4 753
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction (1)	116	80
<b>Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat</b>	<b>7 015</b>	<b>4 833</b>

(1) part qualifiée d'actifs liquides

77 74

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché.

## GROUPE EDF - COMPTES CONSOLIDES AU 30 JUIN 2009

La hausse de la juste valeur des dérivés de transaction est compensée par un effet similaire au passif (voir note 28.1).

### 23.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	30.06.2009			31.12.2008		
	Actions *	Titres de dettes	Total	Actions *	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	4 025	4 982	9 007	4 163	4 495	8 658
Actifs liquides	5 274	1 935	7 209	4 957	1 694	6 651
Participation stratégique	634		634	634	-	634
Autres titres	3 549	1 261	4 810	5 166	2 003	7 169
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>13 482</b>	<b>8 178</b>	<b>21 660</b>	<b>14 920</b>	<b>8 192</b>	<b>23 112</b>

\* actions ou OPCVM.

Les principales variations des actifs financiers disponibles à la vente concernent :

- la sortie des titres British Energy (2 261 millions d'euros) du fait de l'entrée de cette société dans le périmètre de consolidation ;
- les acquisitions pour 4 267 millions d'euros, les cessions pour 3 710 millions d'euros et les variations de juste valeur traduisant la légère reprise des marchés financiers entre le 31 décembre 2008 et le 30 juin 2009 pour 508 millions d'euros.

La ligne « Participation stratégique » correspond aux actions détenues dans Constellation Energy Group qui restent évaluées selon les mêmes modalités qu'au 31 décembre 2008.

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

- au 30 juin 2009 :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	337	(85)	252	(46)	10	(36)
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	46	(15)	31	2	(1)	1
Actifs liquides	(5)	1	(4)	(1)	-	(1)
Autres titres	21	(8)	13	(2)	1	(1)
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>399</b>	<b>(107)</b>	<b>292</b>	<b>(47)</b>	<b>10</b>	<b>(37)</b>

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

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

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du groupe sur le premier semestre 2009 concernent principalement :

- EDF pour 361 millions d'euros, dont 307 millions d'euros au titre des actifs dédiés
- EnBW pour (67) millions d'euros et EDF International pour 108 millions d'euros

Elles traduisent la légère amélioration observée sur les marchés financiers depuis le 31 décembre 2008. Pour EDF, aucune perte de valeur significative n'a été enregistrée sur le premier semestre.

- Au 30 juin 2008 :

	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	(1 323)	374	<b>(949)</b>	173	(59)	<b>114</b>
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	(86)	28	<b>(58)</b>	-	-	-
Actifs liquides	4	(2)	<b>2</b>	18	(6)	<b>12</b>
Autres titres	1	-	<b>1</b>	4	(1)	<b>3</b>
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>(1 404)</b>	<b>400</b>	<b>(1 004)</b>	<b>195</b>	<b>(66)</b>	<b>129</b>

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

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

### 23.2.2.1 Composition du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion sont exposés dans les états financiers du 31 décembre 2008.

Le tableau ci-dessous présente la répartition par type d'instrument et l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés :

(en millions d'euros)	Juste valeur 30.06.2009	Juste valeur 31.12.2008
Actions Amérique du Nord	229	222
Actions Europe	249	235
Actions Japon	21	19
Obligations Monde	673	670
<b>Fonds Communs de Placements réservés</b>	<b>1 172</b>	<b>1 146</b>
Titres	192	157
OPCVM	2 253	2 145
<b>Actions</b>	<b>2 445</b>	<b>2 302</b>
Titres	4 982	4 495
OPCVM	228	597
<b>Obligations</b>	<b>5 210</b>	<b>5 092</b>
<b>OPCVM monétaires</b>	<b>180</b>	<b>118</b>
<b>Autres placements financiers</b>	<b>7 835</b>	<b>7 512</b>
<b>Titres Actifs dédiés</b>	<b>9 007</b>	<b>8 658</b>

Compte tenu des conditions de marché, les dotations ont été suspendues depuis septembre 2008. Elles représentaient des versements de 1 272 millions d'euros pour le 1<sup>er</sup> semestre 2008.

23.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 5 274 millions d'euros (4 957 millions d'euros au 31 décembre 2008).

23.2.2.3 Autres titres

Au 30 juin 2009, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 303 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres de dettes dont 1 039 millions d'euros de fonds réservés et de 964 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente - actions dont 482 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 356 millions d'euros.

La diminution de ce poste depuis le 31 décembre 2008 est principalement liée à la consolidation de British Energy dont les titres acquis en septembre 2008 figuraient au bilan du Groupe pour 2 261 millions d'euros.

23.2.2.4 Prêts et créances financières

Depuis le 5 janvier 2009, date de la première consolidation de British Energy, la rubrique « Prêts et créances financières » comprend les actifs à recevoir du NLF et du gouvernement britannique pour un montant de 6 403 millions d'euros (5 460 millions de livres sterling).

La description du financement des obligations nucléaires de long terme de British Energy est présentée en note 3.7.2.

23.3 Engagements liés aux investissements

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

	30.06.2009			31.12.2008	
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	<b>8 818</b>	6 383	2 435	-	<b>18 783</b>
Autres engagements donnés liés aux investissements	<b>303</b>	197	90	16	<b>338</b>
Autres engagements reçus liés aux investissements	<b>2 639</b>	2 638	1	-	<b>255</b>

23.3.1 Engagements d'acquisition de titres

Les engagements dénoués au cours du premier semestre 2009 concernent principalement :

- la finalisation de l'offre publique d'achat de British Energy qui figurait en engagement d'acquisition de titres pour 9 875 millions de livres sterling (soit 10 367 millions d'euros) (note 3).
- la réalisation en janvier 2009 des apports à Alpiq du droit de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour 722 millions de francs suisses (soit 481 millions d'euros) et la souscription en numéraire à l'augmentation de capital de cette société à hauteur de 336 millions de francs suisses (soit 224 millions d'euros) (note 5.2).

Les nouveaux engagements conclus sur le 1<sup>er</sup> semestre 2009 sont essentiellement liés à l'acquisition à Centrica par le groupe EDF de Segebel qui détient 51% de SPE, pour un montant de 1 325 millions d'euros (voir note 3.6). Cet engagement est soumis à certaines conditions suspensives. En cas de succès de l'opération, le groupe EDF pourrait être amené à acquérir tout ou partie des actions des minoritaires de SPE, lesquels en application du pacte liant les actionnaires de SPE disposeront d'une option de cession de leurs parts à EDF.

23.3.2 Autres engagements reçus liés aux investissements

Les nouveaux engagements reçus au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2009 concernent pour l'essentiel la prise de participation par Centrica de 20% de Lake Acquisitions, par voie de souscription à une augmentation de capital,

pour un montant total de 2 229 millions de livres sterling, telle que devant résulter de l'accord présenté en note 3.6, lequel reste soumis à certaines conditions suspensives.

## **Note 24 - Actifs et passifs détenus en vue de leur vente**

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente résultent principalement du projet de cession des actifs (703 millions d'euros) et des passifs (329 millions d'euros) de la société GESO détenue par EnBW.

## **Note 25 - Capitaux propres**

### 25.1 Capital social

Le capital social d'EDF n'a pas évolué au cours du premier semestre 2009 et s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune.

### 25.2 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), 1 133 373 actions ont été achetées au cours du premier semestre 2009 pour un montant total de 44 millions d'euros et 1 150 373 actions ont été vendues pour un montant total de 45 millions d'euros.

Au 30 juin 2009, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés s'élèvent à 185 millions d'euros.

### 25.3 Distributions de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 20 mai 2009 a voté une distribution de dividende au titre de l'exercice 2008 de 1,28 euro par action en circulation. Compte-tenu de l'acompte de 0,64 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2008, le solde de 0,64 euro par action a été mis en paiement le 3 juin 2009 pour un montant de 1 164 millions d'euros.

### 25.4 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 30 juin 2009, il n'existe pas d'instruments dilutifs au sein du Groupe.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

	<b>S1 2009</b>	<b>S1 2008 <sup>(1)</sup></b>
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>3 117</b>	<b>3 116</b>
<b>Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué</b> (en millions d'euros)	<b>3 117</b>	<b>3 116</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation à fin de période</b>	<b>1 819 061 130</b>	<b>1 820 129 840</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué à fin de période</b>	<b>1 819 061 130</b>	<b>1 820 129 840</b>
<b>Résultats par action :</b>		
Résultat par action (en euros)	<b>1,71</b>	<b>1,71</b>
Résultat dilué par action (en euros)	<b>1,71</b>	<b>1,71</b>

(1) données retraitées IAS 23

## Note 26 - Provisions

### 26.1 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)	30.06.2009			31.12.2008		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	954	17 264	18 218	852	14 686	15 538
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	325	19 368	19 693	256	13 886	14 142
Provisions pour avantages du personnel	835	12 997	13 832	829	12 890	13 719
Autres provisions	3 189	2 097	5 286	2 785	1 953	4 738
<b>PROVISIONS</b>	<b>5 303</b>	<b>51 726</b>	<b>57 029</b>	<b>4 722</b>	<b>43 415</b>	<b>48 137</b>

### 26.2 Modalités d'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs constituées par EDF en France

Les provisions liées à l'exploitation des centrales nucléaires d'EDF en France sont évaluées conformément aux prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application (voir notes 2.22, 5.2.1.1, 32.2.1, 32.3.1 et 32.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2008).

Les hypothèses et modes d'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs constituées par EDF sont identiques à celles utilisées au 31 décembre 2008.

Comme le prévoit la loi, une actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires a été réalisée. Celle-ci détaille les adaptations nécessaires à la mise en conformité des comptes avec les prescriptions des textes réglementaires, identifiées en 2008 et prises en compte dans les états financiers publiés au 31 décembre 2008.

Par ailleurs certaines installations nucléaires de base (INB) périphériques rattachées au parc REP en exploitation feront l'objet d'une évaluation à fin 2009 dans le cadre des travaux de révision générale de l'évaluation des provisions liées au démantèlement du parc REP.

EDF et AREVA ont signé, le 19 décembre 2008, un accord de coopération de long terme dans le domaine du traitement et du recyclage du combustible usé. Cet accord, dont les éléments fondent, pour une part significative, la provision pour gestion du combustible usé d'EDF SA au 31 décembre 2008, prévoit, avant la fin 2009, la conclusion d'un contrat de traitement-recyclage pour la période 2008-2012. Les conséquences éventuelles des dispositions précises de ce contrat seront évaluées pour l'arrêté du 31 décembre 2009.

Le même accord prévoyait la conclusion des négociations concernant les modalités de versement par EDF à AREVA d'un paiement libératoire au titre de sa contribution aux coûts de démantèlement des installations de la Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens à la Hague. Un accord a été signé le 6 juillet 2009 fixant les montants exacts et les échéances précises de ces versements dont le dernier est prévu avant le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

**26.3 Provisions pour aval du cycle nucléaire**

Au 30 juin 2009, les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

	31.12.2008	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	30.06.2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
			(en millions d'euros)				
Provisions pour gestion du combustible utilisé	8 806	461	(530)	(12)	2 207	43	<b>10 975</b>
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 732	209	(121)	(15)	396	42	<b>7 243</b>
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>15 538</b>	<b>670</b>	<b>(651)</b>	<b>(27)</b>	<b>2 603</b>	<b>85</b>	<b>18 218</b>
<b>part EDF</b>	<b>14 711</b>	<b>614</b>	<b>(639)</b>	<b>(19)</b>		<b>(87)</b>	<b>14 580</b>
<b>part filiales et co-entreprises</b>	<b>827</b>	<b>56</b>	<b>(12)</b>	<b>(8)</b>	<b>2 603</b>	<b>172</b>	<b>3 638</b>

**26.3.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France**

Au 30 juin 2009, les variations de ces provisions se répartissent comme suit :

	31.12.2008	Augmentations	Diminutions		Autres variations	30.06.2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
			(en millions d'euros)			
Provisions pour gestion du combustible utilisé	8 553	453	(528)	(8)	(85)	8 385
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 158	161	(111)	(11)	(2)	6 195
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>14 711</b>	<b>614</b>	<b>(639)</b>	<b>(19)</b>	<b>(87)</b>	<b>14 580</b>

Pour ce qui concerne la gestion du combustible utilisé, dans l'attente de la finalisation du contrat entre EDF et AREVA, les dispositions issues de l'accord de principes entre EDF et AREVA du 19 décembre 2008 ont été reconduites et actualisées aux conditions économiques de fin juin 2009. Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2009 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%) :

	30.06.2009		31.12.2008	
	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
(en millions d'euros)				
pour gestion du combustible utilisé	13 510	8 385	13 675	8 553
pour gestion à long terme des déchets radioactifs	21 663	6 195	21 464	6 158
<b>Pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>35 173</b>	<b>14 580</b>	<b>35 139</b>	<b>14 711</b>

**26.3.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire des filiales**

Ces provisions sont relatives aux obligations de retraitement et de stockage du combustible utilisé ainsi qu'au stockage de long terme, au traitement et à l'évacuation des déchets nucléaires. Elles s'élèvent à 3 638 millions d'euros au 30 juin 2009 (827 millions d'euros au 31 décembre 2008) et concernent British Energy pour 2 775 millions d'euros ainsi que EnBW pour 863 millions d'euros. Ces provisions sont fondées sur des obligations légales et réglementaires ainsi que sur des dispositions qui découlent des autorisations d'exploitation.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire de British Energy font l'objet d'une présentation particulière en note 3.

26.4 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Au 30 juin 2009, les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31.12.2008	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres Variations	30.06.2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
			(en millions d'euros)				
Provisions pour déconstruction des centrales	12 445	323	(98)	-	3 485	368	16 523
Provisions pour derniers cœurs	1 697	120	(67)	-	1 295	125	3 170
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>14 142</b>	<b>443</b>	<b>(165)</b>	<b>-</b>	<b>4 780</b>	<b>493</b>	<b>19 693</b>
<b>dont :</b>							
- part EDF	12 469	377	(88)	-	-	-	12 758
- part filiales et co-entreprises	1 673	66	(77)	-	4 780	493	6 935

26.4.1 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

	31.12.2008	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	30.06.2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
			(en millions d'euros)			
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	434	19	(18)	-	-	435
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 360	264	(70)	-	-	10 554
Provisions pour derniers cœurs	1 675	94	-	-	-	1 769
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>12 469</b>	<b>377</b>	<b>(88)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12 758</b>

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2009 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% :

	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
(en millions d'euros)				
Pour déconstruction des centrales thermiques	605	435	609	434
Pour déconstruction des centrales nucléaires	20 596	10 554	20 452	10 360
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 678	1 769	3 566	1 675
<b>Pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>24 879</b>	<b>12 758</b>	<b>24 627</b>	<b>12 469</b>

26.4.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales thermiques classiques en Europe et le parc de centrales nucléaires du groupe EnBW et de British Energy. Elles s'élèvent à 6 935 millions d'euros au 30 juin 2009 (1 673 millions d'euros au 31 décembre 2008) dont 1 402 millions pour EnBW et 5 225 millions d'euros pour British Energy.

Les provisions pour déconstruction et dernier cœur des centrales de British Energy font l'objet d'une présentation particulière en note 3.7.

26.5 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF

26.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation et la méthode de calcul pour l'évaluation des provisions sont identiques à ceux utilisés au 31 décembre 2008. Les contraintes de plafond réglementaire et les facteurs de sensibilité des provisions aux hypothèses retenues restent également identiques.

26.5.2 Actifs dédiés

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.

Au 30 juin 2009, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 9 007 millions d'euros (8 658 millions d'euros à fin décembre 2008). Il intègre 898 millions d'euros de pertes latentes nettes (1 206 millions d'euros au 31 décembre 2008) liées au contexte de crise des marchés financiers.

### 26.6 Avantages du personnel

Au 30 juin 2009, les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit :

	31.12.2008	Augmentations	Diminutions		Effet Périimètre	Autres	30.06.2009
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet			
			(en millions d'euros)				
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 703	972	(825)	(1)	15	(57)	12 807
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 016	65	(55)	-	-	(1)	1 025
<b>Provisions pour avantages du personnel</b>	<b>13 719</b>	<b>1 037</b>	<b>(880)</b>	<b>(1)</b>	<b>15</b>	<b>(58)</b>	<b>13 832</b>

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2008 résulte essentiellement de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et aux prestations versées ainsi que l'entrée en périmètre de British Energy.

#### 26.6.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Provisions au 31.12.2008</b>	10 464	141	1 903	59	18	118	<b>12 703</b>
Utilisation	(407)	(41)	(50)	(6)	-	(5)	<b>(509)</b>
Modification de périmètre	-	14	-	1	-	-	<b>15</b>
Dotations nettes	544	40	62	2	-	7	<b>655</b>
Ecart de conversion	-	15	-	-	(1)	1	<b>15</b>
Autres	(3)	(61)	(6)	(1)	-	(1)	<b>(72)</b>
<b>Provisions au 30.06.2009</b>	<b>10 598</b>	<b>108</b>	<b>1 909</b>	<b>55</b>	<b>17</b>	<b>120</b>	<b>12 807</b>

Les provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi de British Energy s'élèvent à (34) millions d'euros. British Energy gère deux plans de retraites à prestations définies, l'un pour la majorité des employés du Groupe, et l'autre spécifique aux employés de la centrale d'Eggborough.

#### 26.6.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Provisions au 31.12.2008</b>	956	-	15	-	23	22	<b>1 016</b>
Utilisation	(53)	-	-	-	-	(2)	<b>(55)</b>
Dotations nettes	63	-	1	-	-	1	<b>65</b>
Ecart de conversion	-	-	-	-	(1)	-	<b>(1)</b>
Autres	-	-	(1)	-	-	1	<b>-</b>
<b>Provisions au 30.06.2009</b>	<b>966</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>1 025</b>

Dans le contexte actuel de l'évolution des marchés financiers, la performance des actifs de couverture sur engagements envers le personnel s'est de manière générale fortement dégradée au Royaume-Uni. Elle conduit, au cas particulier des fonds de pension d'EDF Energy et de British Energy, à un accroissement du déficit accumulé par ces fonds qui s'élève au 30 juin 2009 à 1 217 millions de livres sterling soit 1 428 millions d'euros. Selon la norme IAS 19, l'excédent éventuel de déficit par rapport au corridor pourrait conduire à un amortissement sur la durée résiduelle des actifs à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010.

26.7 Autres provisions et passifs éventuels

26.7.1 Autres provisions

Au 30 juin 2009, les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31.12.2008	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres Variations	30.06.2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
(en millions d'euros)							
Provisions pour risques liés aux participations	154	35	(2)	-	-	-	187
Provisions pour risques fiscaux	203	-	-	-	-	(1)	202
Provisions pour litiges	495	35	(23)	(8)	181	18	698
Provisions pour contrats onéreux	241	75	(191)	(2)	1 172	35	1 330
Autres	3 645	490	(1 423)	(31)	207	(19)	2 869
<b>Autres provisions</b>	<b>4 738</b>	<b>635</b>	<b>(1 639)</b>	<b>(41)</b>	<b>1 560</b>	<b>33</b>	<b>5 286</b>

Les autres provisions sont essentiellement constituées par :

- une provision de 729 millions d'euros pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF dans le cadre du dispositif de tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché ;
- une provision de 323 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée pour l'essentiel par ERDF, des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 388 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 181 millions d'euros ;
- les provisions relatives aux certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 246 millions d'euros.

La rubrique « Provisions pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec des organismes sociaux de 267 millions d'euros.

Les variations de périmètre concernent principalement British Energy avec l'évaluation en juste valeur de ses contrats de vente (1 107 millions d'euros) ainsi que de ses provisions pour litiges.

26.7.2 Passifs éventuels

La principale évolution survenue au cours du premier semestre 2009 concerne le litige avec la société Solaire Direct. Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct avait saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, faisant état de « pratiques du groupe EDF et de ses filiales sur le marché de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque », pratiques constituant selon elle un abus de position dominante de nature à freiner ainsi l'entrée et le développement de nouveaux entrants sur ce marché.

Dans sa décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence (qui s'est substituée au Conseil de la concurrence à compter du 2 mars 2009) a enjoint EDF de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF et de faire cesser, par les agents répondant au 3929, toute référence aux services offerts par EDF Energies Réparties (EDF-ENR) et de ne plus mettre à la disposition d'EDF-ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions.

## Note 27 - 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 2009 :

	31.12.2008	Variation de la période	30.06.2009
(en millions d'euros)			
Contre-valeur des biens	36 663	233	36 896
Financement concessionnaire non amorti	(17 638)	(147)	(17 785)
<b>Droits sur biens existants - valeurs nettes</b>	<b>19 025</b>	<b>86</b>	<b>19 111</b>
Amortissement financement du concédant	8 360	279	8 639
Provisions pour renouvellement	11 131	280	11 411
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>19 491</b>	<b>559</b>	<b>20 050</b>
<b>Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et à renouveler</b>	<b>38 516</b>	<b>645</b>	<b>39 161</b>

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2008, en particulier dans la note 2.24 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.

## Note 28 - Passifs financiers courants et non courants

### 28.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

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

	30.06.2009			31.12.2008		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
(en millions d'euros)						
Emprunts et dettes financières	36 484	13 455	49 939	25 416	12 035	37 451
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	4 938	4 938	-	3 232	3 232
Juste valeur négative des dérivés de couverture	877	3 842	4 719	168	3 691	3 859
<b>Passifs financiers</b>	<b>37 361</b>	<b>22 235</b>	<b>59 596</b>	<b>25 584</b>	<b>18 958</b>	<b>44 542</b>

L'évolution de la juste valeur des dérivés de transaction est similaire à celle constatée à l'actif (voir note 23.2.1)

### 28.2 Emprunts et dettes financières

#### 28.2.1 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)						
<b>Soldes au 31.12.2008</b>	<b>23 490</b>	<b>4 859</b>	<b>8 292</b>	<b>235</b>	<b>575</b>	<b>37 451</b>
Augmentations	10 092	9 866	554	-	281	20 793
Diminutions	(2 781)	(3 662)	(2 531)	(33)	(27)	(9 034)
Mouvements de périmètre	597	(77)	(98)	-	(2)	420
Ecart de conversion	405	290	182	-	90	967
Autres	(346)	(173)	(138)	15	(16)	(658)
<b>Soldes au 30.06.2009</b>	<b>31 457</b>	<b>11 103</b>	<b>6 261</b>	<b>217</b>	<b>901</b>	<b>49 939</b>

Plusieurs émissions importantes ont été réalisées dans le courant du premier semestre 2009.

EDF a procédé le 23 janvier 2009 à l'émission de deux emprunts obligataires en euros. La première est d'une maturité de 6 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 5,125%, la seconde est d'une maturité de 12 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 6,25%.

Le 26 janvier 2009, EDF a réalisé une émission obligataire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) qui comporte trois tranches :

- une tranche 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars, coupon 5,50%,
- une tranche 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars, coupon 6,50%,
- une tranche 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars, coupon 6,95%.

Le 3 mars 2009, EDF a procédé à l'émission d'obligations sur le marché suisse :

- une émission d'un montant de 350 millions de francs suisses (CHF), d'une maturité de 3 ans, avec un coupon annuel de 2% ;
- une émission d'un montant de 300 millions de francs suisses (CHF), d'une maturité de 8 ans, avec un coupon annuel de 4%.

Le 2 juin 2009, EDF a procédé à une émission obligataire d'un montant de 1.5 milliard de livres sterling (GBP) dans le cadre de son programme EMTN, d'une maturité de 25 ans, avec un coupon annuel de 6,125%.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et concourent au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

Par ailleurs, Edison a procédé à des tirages sur ses lignes de crédit pour 661 millions d'euros en quote-part EDF pour financer notamment l'investissement dans les champs gaziers d'Aboukir.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	30.06.2009	31.12.2008
EDF SA et autres filiales liées *	24 527	21 303
EDF Energy**	16 268	7 668
EnBW	2 749	2 551
EDF Energies Nouvelles	2 264	1 916
Edison***	2 240	1 572
Autres	1 891	2 441
<b>Endettement financier brut</b>	<b>49 939</b>	<b>37 451</b>

\* ERDF, RTE, PEI, EDF International, EDF Investissement Groupe

\*\* y compris les holdings

\*\*\* Edison seul sans ses holdings

Au 30 juin 2009, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

#### 28.2.2 Echancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
A moins d'un an	58	7 150	5 323	30	894	13 455
Entre un et cinq ans	9 838	3 100	662	136	4	13 740
A plus de cinq ans	21 561	853	276	51	3	22 744
<b>Emprunts et dettes financières au 30.06.2009</b>	<b>31 457</b>	<b>11 103</b>	<b>6 261</b>	<b>217</b>	<b>901</b>	<b>49 939</b>

28.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 9 430 millions d'euros au 30 juin 2009 (21 388 millions d'euros au 31 décembre 2008) :

(en millions d'euros)	30.06.2009			31.12.2008	
	Total	Échéances		Total	
		< 1 an	1 - 5 ans		> 5 ans
Lignes de crédit confirmées	9 430	696	8 605	129	21 388

La diminution de ce poste résulte essentiellement de la tombée de la ligne associée au crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling, souscrit à l'occasion de l'acquisition de British Energy, du fait des tirages et conditions contractuelles de cette ligne.

28.3 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

( en millions d'euros)	Notes	30.06.2009	31.12.2008
Emprunts et dettes financières	28.2.1	49 939	37 451
Dérivés de couvertures des dettes		347	(381)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(6 209)	(5 869)
Actifs liquides	23.2.1 et 23.2.2	(7 286) <sup>(1)</sup>	(6 725) <sup>(2)</sup>
<b>Endettement financier net</b>		<b>36 791</b>	<b>24 476</b>

(1) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 7 209 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 77 millions d'euros.

(2) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 6 651 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 74 millions d'euros.

28.4 Evolution de l'endettement financier net

	S1 2009	S1 2008
(en millions d'euros)		
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>10 141</b>	<b>9 041</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(2 527)	(1 306)
Variation du besoin en fonds de roulement net	335	(1 835)
Autres éléments	146	95
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>8 095</b>	<b>5 995</b>
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions	(5 481)	(4 032)
Frais financiers nets décaissés	(813)	(445)
Impôt sur le résultat payé	(85)	(1 027)
<b>Free cash flow</b>	<b>1 716</b>	<b>491</b>
Investissements financiers	(12 293)	(1 546)
Dividendes versés	(1 225)	(1 322)
Autres variations	33	63
<b>Augmentation de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change</b>	<b>(11 769)</b>	<b>(2 314)</b>
Effet de la variation du périmètre	710	(19)
Effet de la variation de change	(1 283)	354
Autres variations non monétaires	27	57
<b>Augmentation de l'endettement financier net</b>	<b>(12 315)</b>	<b>(1 922)</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>24 476</b>	<b>16 269</b>
<b>Endettement financier net clôture</b>	<b>36 791</b>	<b>18 191</b>

28.5 Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 30 juin 2009 sont les suivants :

	30.06.2009				31.12.2008
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Sûretés réelles d'actifs	2 227	184	1 131	912	2 166
Garanties sur emprunts	365	103	34	228	429
Autres engagements liés au financement	238	111	100	27	564
<b>Engagements donnés liés au financement</b>	<b>2 830</b>	<b>398</b>	<b>1 265</b>	<b>1 167</b>	<b>3 159</b>
<b>Engagements reçus liés au financement*</b>	<b>95</b>	<b>52</b>	<b>28</b>	<b>15</b>	<b>69</b>

\* hors lignes de crédit (voir note 28.2.3)

Conformément aux termes de l'accord conclu le 17 décembre 2008 entre EDF et Constellation Energy Group (CEG), la ligne de financement temporaire de dernier ressort de 600 millions de dollars accordée par EDF en faveur de CEG a expiré.

## Note 29 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du groupe s'analysent comme suit :

- au 30 juin 2009 :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Dérivés de :							
- couverture de taux	1	3	4	1			-
- couverture de change	(579)	193	(386)	(1)	(221)	77	(144)
- couverture d'investissement net à l'étranger	(706)	243	(463)				-
- couverture de matières premières	(476)	177	(299)	2	(648)	234	(414)
<b>Dérivés de couverture</b>	<b>(1 760)</b>	<b>616</b>	<b>(1 144)</b>	<b>2</b>	<b>(869)</b>	<b>311</b>	<b>(558)</b>

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

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

- au 30 juin 2008 :

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Dérivés de :							
- couverture de taux	8	(3)	5				-
- couverture de change	(44)	15	(29)	(2)	(32)	11	(21)
- couverture d'investissement net à l'étranger	255	(88)	167				-
- couverture de matières premières	2 058	(610)	1 448	(6)	108	(39)	69
<b>Dérivés de couverture</b>	<b>2 277</b>	<b>(686)</b>	<b>1 591</b>	<b>(8)</b>	<b>76</b>	<b>(28)</b>	<b>48</b>

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

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

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	30.06.2009				30.06.2009	31.12.2008	31.12.2008
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total		
Swaps		(1)			(1)	-	1	
Forwards/futures		43	10	-	53	35	(748)	
<b>Electricité</b>	<b>TWh</b>	<b>42</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>52</b>	<b>35</b>	<b>(747)</b>	
Forwards/futures		684	499	-	1 183	1 524	(9)	
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>684</b>	<b>499</b>	<b>-</b>	<b>1 183</b>	<b>1 524</b>	<b>(9)</b>	
Swaps		14 772	3 942	-	18 714	19 874	(638)	
Forwards/futures		244	-	-	244	477	(11)	
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>15 016</b>	<b>3 942</b>	<b>-</b>	<b>18 958</b>	<b>20 351</b>	<b>(649)</b>	
Swaps		20	3	-	23	24	(403)	
Forwards/futures		-	-	-	-	-	(2)	
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>(405)</b>	
Forwards/futures		9 247	9 730	-	18 977	17 327	(41)	
<b>CO2</b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>9 247</b>	<b>9 730</b>	<b>-</b>	<b>18 977</b>	<b>17 327</b>	<b>(41)</b>	
<b>Contrats de matières premières qualifiés</b>						<b>(1 642)</b>	<b>(1 851)</b>	

## Note 30 - Instruments dérivés non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	30.06.2009		31.12.2008	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(2)	835	(2)	(19)
Options		14	464	13	(92)
Forwards/futures		(16)	(695)	(20)	152
<b>Electricité</b>	<b>TWh</b>	<b>(4)</b>	<b>604</b>	<b>(9)</b>	<b>41</b>
Swaps		26	(30)	-	8
Options		89 268	58	86 466	54
Forwards/futures		(863)	376	(1 232)	202
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>88 431</b>	<b>404</b>	<b>85 234</b>	<b>264</b>
Swaps		(9 521)	127	(13 712)	68
Options		(190)	-	1 200	8
Forwards/futures		784	(16)	1 680	(39)
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>(8 927)</b>	<b>111</b>	<b>(10 832)</b>	<b>37</b>
Swaps		(59)	126	(63)	651
Options		-	-	-	-
Forwards/futures		101	(1)	87	51
Frêt		16	(4)	11	75
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>58</b>	<b>121</b>	<b>35</b>	<b>777</b>
Swaps		(432)	(27)	-	(30)
Options		-	-	-	-
Forwards/futures		4 671	727	5 726	269
<b>CO2</b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>4 239</b>	<b>700</b>	<b>5 726</b>	<b>239</b>
<b>Dérivés incorporés de matières</b>			<b>1</b>		<b>1</b>
<b>Contrats de matières premières non qualifiés de couverture</b>			<b>1 941</b>		<b>1 359</b>

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

## Note 31 - Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30.06.2009	31.12.2008
Avances et acomptes reçus	5 115	4 783
Dettes sur immobilisations	1 481	2 096
Dettes fiscales et sociales	6 856	6 671
Produits constatés d'avance	8 274	8 027
Autres dettes	4 521	4 248
<b>Autres créditeurs</b>	<b>26 247</b>	<b>25 825</b>
<b>dont :</b>		
<b>non courant</b>	5 663	5 628
<b>courant</b>	20 584	20 197

Au 30 juin 2009, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 585 millions d'euros (2 317 millions au 31 décembre 2008) et chez ERDF et EDF les tickets de raccordement pour 2 528 millions d'euros (2 529 millions au 31 décembre 2008).

La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 228 millions d'euros (237 millions d'euros au 31 décembre 2008). Elle inclut également les emprunts de Domofinance, établissement de crédit qui finance à crédit notamment des travaux d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour 276 millions d'euros (261 millions d'euros au 31 décembre 2008).

## Note 32 - Contribution des co-entreprises

Le Groupe détient des intérêts dans des co-entreprises. Ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

La part des co-entreprises figurant au bilan et compte de résultat consolidés s'analyse comme suit au 30 juin 2009 :

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07%	4 957	12 322	3 902	8 469	3 778	655
Edison	48,96%	1 503	6 890	1 329	2 677	2 261	353
Autres		2 321	5 615	2 260	954	1 359	181
<b>Total</b>		<b>8 781</b>	<b>24 827</b>	<b>7 491</b>	<b>12 100</b>	<b>7 398</b>	<b>1 189</b>

## Note 33 - Parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2008. 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.

## Note 34 - Evénements postérieurs à la clôture

### 34.1 Emission d'emprunts

- EDF

L'emprunt obligataire lancé par EDF le 17 juin 2009 auprès des particuliers a été clos le 6 juillet 2009 et a permis à l'entreprise de collecter 3 269 millions d'euros. Le règlement de l'ensemble de l'opération a été réalisé le 17 juillet 2009. Les obligations sont cotées depuis cette date sur Euronext Paris (note 5.3).

Par ailleurs, EDF a émis le 9 juillet 2009 pour 820 millions d'euros (110,4 milliards de yens) d'obligations de type « Samourai bond » au Japon.

- EnBW

Le 7 juillet 2009, EnBW a émis deux emprunts obligataires d'une valeur totale de 1 350 millions d'euros (622 millions d'euros en quote-part EDF) :

- l'un de 750 millions d'une maturité de 6 ans avec un coupon annuel de 4,125%
- le second de 600 millions d'euros d'une maturité de 30 ans avec un coupon annuel de 6.125%.

- Edison

Le 16 juillet 2009 Edison a procédé à l'émission d'un emprunt obligataire de 700 millions d'euros (342 millions d'euros en quote-part EDF) d'une durée de 5 ans dans le cadre du lancement de son programme EMTN

### 34.2 Approbation par l'office fédéral des cartels de l'acquisition d'EWE

Le 6 juillet 2009, l'office fédéral des cartels a rendu publique sa décision d'autoriser EnBW à acquérir une participation de 26% dans la société EWE. La transaction a été réalisée le 21 juillet 2009 et porte sur environ 2 milliards d'euros (soit 0,9 milliard d'euros en quote-part EDF).

### 34.3 Cession des titres Light

Le 17 juillet 2009, EDF International a cédé l'intégralité de sa participation résiduelle dans la société Light pour un montant de 321 millions de reals brésiliens (116 millions d'euros).

### 34.4 Autres autorisations relatives à EnBW

Suite à la signature le 14 juillet 2009 d'un contrat entre EnBW Erneuerbare Energien GmbH et Altus AG une joint venture sera créée en vue du développement de 6 projets de parcs éoliens en Allemagne d'une capacité totale de 150 MW.



**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 2009**

Période du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2009  
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

### **Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2009**

Période du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2009

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 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2009, 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 dans un contexte de forte volatilité des marchés, de crise économique et financière, qui prévalait déjà à la clôture précédente, et caractérisé par des perspectives économiques difficiles à appréhender. 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 - norme 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 les points suivants exposés dans les notes aux comptes semestriels consolidés résumés :

- les changements de méthodes comptables exposés dans les notes 1.2, 2 et 7 relatifs à l'application des normes IAS 1 révisée « Présentation des états financiers », IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » et IFRS 8 « Secteurs opérationnels », adoptées par l'Union Européenne et d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 26.2 à 26.5, résulte comme indiqué en note 1.4 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par le Groupe pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé, relevant de la distribution publique d'électricité en France, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Une approche alternative, comme indiqué en note 27, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

## **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 29 juillet 2009

Les Commissaires aux comptes

**KPMG Audit**  
*Département de KPMG S.A.*

**Deloitte & Associés**

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Amadou Raimi

Tristan Guerlain