



CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 29 JUILLET 2010

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL JUN 2010

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 2010 ») 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 2009.

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

Sommaire du Rapport financier semestriel

- 1 - Déclaration de la personne physique assumant la responsabilité du Rapport financier semestriel
- 2 - Rapport semestriel d'activité à fin juin 2010
- 3 - Comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010
- 4 - Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2010 (période du 1^{er} janvier au 30 juin 2010)

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 2010 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 le second semestre 2010.

A Paris le 29 juillet 2010

Henri Proglio

Président Directeur Général d'EDF



CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 29 JUILLET 2010

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE JUN 2010

Sommaire

1 Chiffres clés.....	7
2 Eléments de conjoncture et événements marquants du premier semestre 2010	8
3 Introduction à l'analyse des résultats du premier semestre 2010	21
4 Segmentation de l'information financière.....	21
5 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2010 et 2009.....	22
6 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation	29
7 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	39
8 Gestion et contrôle des risques marchés.....	42
9 Provisions	49
10 Obligations contractuelles.....	50
11 Evénements postérieurs au 30 juin 2010	50
12 Opérations avec les parties liées.....	51
13 Principaux risques et incertitudes pour le second semestre 2010	51
14 Faits marquants relatifs aux litiges en cours	52
15 Perspectives financières 2010	53

1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010 du groupe EDF. L'intégralité des données indiquées au titre de 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients », IFRIC 12 « Accords de concession de services », et du changement de présentation des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading (IAS 39).

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2010 sont les suivants :

Extrait du compte de résultat consolidé

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	37 513	34 827	2 686	7,7	2,1
Excédent brut d'exploitation (EBE) ⁽¹⁾	10 373	9 936	437	4,4	1,1
EBE hors prolongation TaRTAM (Loi du 7 juin 2010)	10 638	9 936	702	7,1	3,8 ⁽²⁾
Résultat d'exploitation	5 289	6 784	(1 495)	(22,0)	
Résultat net part du Groupe	1 659	3 123	(1 464)	(46,9)	
Résultat net courant ⁽³⁾	2 977	2 932	45	1,5	

(1) Le Groupe a décidé d'isoler les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading au niveau d'une ligne dédiée en-dessous de l'EBE.

(2) Ce résultat est comparable à l'objectif de croissance de l'EBE annoncé par le Groupe pour l'année 2010 (hors impact de la loi prolongeant le dispositif TaRTAM au-delà du 30 juin 2010).

(3) 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. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents nets d'impôts (voir § 5.9).

Cash flow opérationnel

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	7 016	6 965	51	0,7

(1) 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. EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » pour évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur, appelé également « Funds from operations » (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement (tableau des flux de trésorerie) corrigé d'effets non récurrents et diminué des frais financiers nets et de l'impôt sur le résultat décaissés.

Informations relatives à l'endettement financier

En millions d'euros	30 juin 2010	31 décembre 2009	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net	44 100	42 496	1 604	3,8
Capitaux propres – part du Groupe	32 278	29 891	2 387	8
Endettement financier net/EBE ⁽¹⁾	2,5	2,5		

(1) Le ratio du 30 juin 2010 a été calculé sur la base de l'EBE cumulé du second semestre 2009 et du premier semestre 2010.

2 Eléments de conjoncture et événements marquants du premier semestre 2010

2.1 Eléments de conjoncture

2.1.1 Evolution du PIB ¹

Après la forte baisse d'activité intervenue fin 2008 dans une majorité de pays et qui a pesé fortement sur la demande électrique européenne (avec un recul moyen de 3% en 2009 par rapport à 2008), une reprise modérée (+0,8%) a été enregistrée au quatrième trimestre 2009. Au premier trimestre 2010 la croissance est restée modeste en Europe, alors qu'elle était plus soutenue aux Etats-Unis et au Japon. Pour le reste de l'année, et sous réserve de nombreux aléas, les économies des pays de l'OCDE² devraient continuer de croître, mais à un rythme modéré.

Selon l'INSEE, le PIB des pays de l'OCDE devrait progresser d'environ 2% en 2010, après une baisse de 3,6% en 2009 (+0,2% en 2008).

Dans la zone euro, il devrait progresser d'environ 1% en 2010, après une baisse de 4,1% en 2009 (+0,4% en 2008). La progression serait hétérogène, l'évolution attendue du PIB en France se situant entre celle de l'Allemagne, où la croissance devrait être plus soutenue, et celle des pays du sud de la zone euro.

En France, le PIB serait en croissance de 1,4% en 2010 après une baisse de 2,5% en 2009 (+0,1% en 2008).

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

2.1.2.1 Prix spot de l'électricité en France, en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie ³

	France	Allemagne	Royaume-Uni	Italie
Variation moyenne en base sur le 1 ^{er} semestre 2010/2009	+8,7%	+3,6%	-3,4%	-7,3%
Variation moyenne en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2010/2009	+6,4%	-0,2%	-9,1%	-13,3%
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2010 en base (€/MWh)	45,1	41,3	43,2	61,4
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2010 en pointe (€/MWh)	56,1	51,2	49,4	72,4

En **France**, les prix spot de l'électricité ont augmenté en raison de températures basses pendant l'hiver et de l'augmentation des prix du charbon et du fioul.

En **Allemagne**, les prix sont restés plus stables en raison de la moindre thermosensibilité de la demande allemande et d'une augmentation de la production éolienne.

Au **Royaume-Uni** et en **Italie**, la baisse des prix spot s'explique principalement par la chute des prix spot du gaz durant l'hiver.

¹ Source : Note de conjoncture INSEE, mars et juin 2010. Les données prévisionnelles correspondent aux estimations publiées par l'INSEE.

² Organisation de Coopération et de Développement Economique.

³ France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEX 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 ⁴

	France	Allemagne	Royaume-Uni
Variation moyenne en base sur le 1 ^{er} semestre 2010/2009	0%	-1%	-8%
Variation moyenne en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2010/2009	-3%	-10%	-14%
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2010 en base (€/MWh)	52,6	50,0	48,3
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2010 en pointe (€/MWh)	72,0	66,1	55,0

Les contrats annuels base européens sont stables en moyenne par rapport au premier semestre 2009, à l'exception du Royaume-Uni, où la baisse des prix du gaz a entraîné un recul de 8%.

En **France**, après avoir reculé durant le premier trimestre en raison principalement de l'absence de tensions significatives sur l'équilibre offre-demande durant l'hiver, le contrat annuel 2011 en base s'est établi en moyenne à un niveau comparable à celui constaté au premier semestre 2009. Il descend fin mars jusqu'à 48,2 €/MWh avant de rebondir dans le sillage de la hausse des prix des combustibles. Il atteint le 21 juin un maximum depuis 18 mois à près de 58 €/MWh.

En **Allemagne**, le contrat annuel 2011 en base est relativement stable par rapport au premier semestre 2009. L'écart de prix moyen entre les contrats allemand et français augmente de 1 €/MWh par rapport au premier semestre 2009: les prix allemands ont été au premier semestre 2010 en moyenne inférieurs de 2,6 €/MWh aux prix français.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel « April Ahead » 2010 en base a suivi l'évolution des prix à terme du gaz en baisse au premier trimestre avant de rebondir au cours du deuxième trimestre.

⁴ France et Allemagne : cotation moyenne EEX de l'année suivante ; Royaume Uni : cotation moyenne Platts des contrats annuel avril 2010 puis avril 2011 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

2.1.2.3 Evolution du prix des permis d'émission de CO₂ ⁵

Le prix des permis d'émission de CO₂ de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2010 s'est établi à 14,1 €/t au cours du premier semestre 2010, soit en légère hausse par rapport au premier semestre 2009. Bien que les émissions de 2009 soient restées bien en deçà des allocations, conséquence de la baisse d'activité industrielle dans un contexte de crise économique, les perspectives d'une offre en quotas plus limitée à partir de 2013 viennent soutenir les prix.

2.1.2.4 Prix des combustibles fossiles ⁶

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (£/th)
Variation moyenne sur le 1 ^{er} semestre 2010/2009	+14,5 %	+48,3 %	-13,3 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2010	104,6	87,4	0,55
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2010	85,4	69,6	0,37
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2010	95,9	78,3	0,44
Prix fin 1 ^{er} semestre 2009	85,4	69,3	0,45
Prix fin 1 ^{er} semestre 2010	101,8	75,0	0,53

Les prix à terme du charbon sont en hausse en moyenne par rapport au premier semestre 2009 portés par la reprise économique mondiale et une demande croissante en Asie. La progression reste toutefois limitée en raison de stocks importants en Europe.

Après une année 2009 marquée par la crise, la demande en produits pétroliers s'oriente à nouveau à la hausse au cours du premier

⁵ Cotation moyenne EDF Trading du contrat annuel de la phase II (2008-2012).

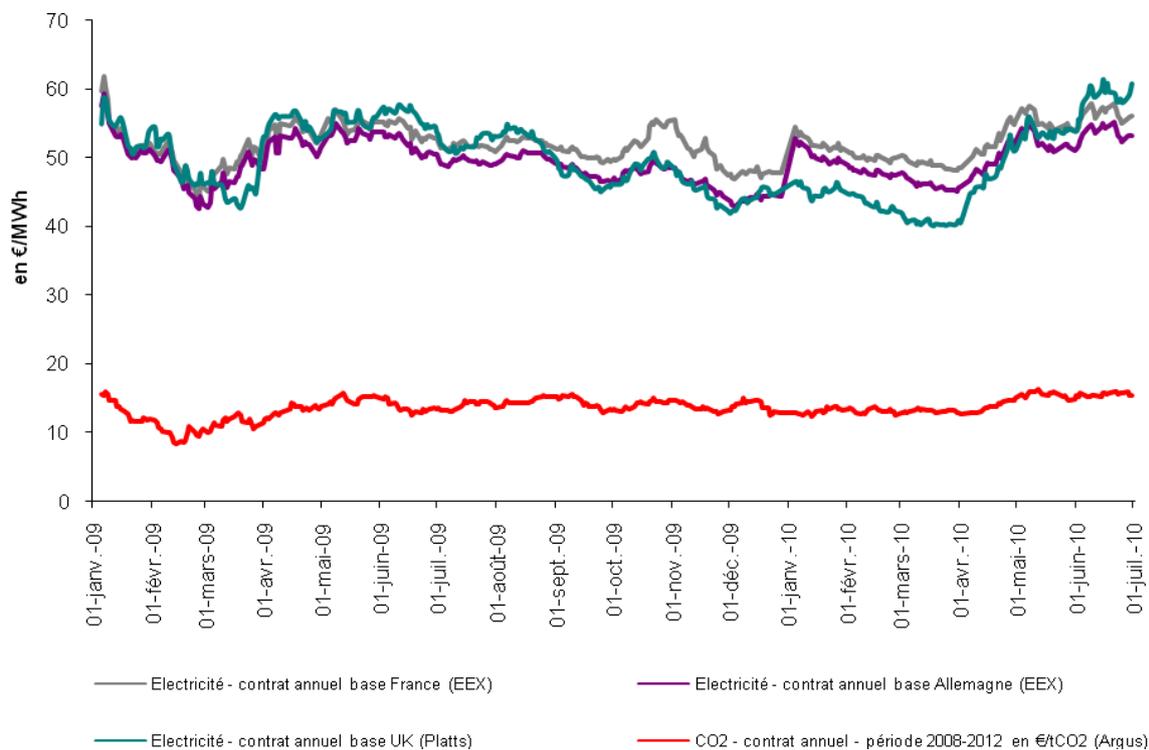
⁶ Charbon : Cotation moyenne EDF Trading sur le marché de gré à gré pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t) ; Pétrole : Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (front month) - (en \$/baril) ; Gaz naturel : Cotation moyenne Platts sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume Uni (NBP) - en £/therm.

semestre 2010, entraînant dans son sillage le cours du pétrole qui atteint un maximum à près de 87,4 \$/bl début mai. Il recule toutefois fortement par la suite pour clôturer fin juin à 75 \$/bl. Cette forte baisse s'explique par la crainte des acteurs du marché d'une dégradation de la demande en pétrole du fait d'une extension de la crise économique grecque à d'autres pays de l'Union européenne.

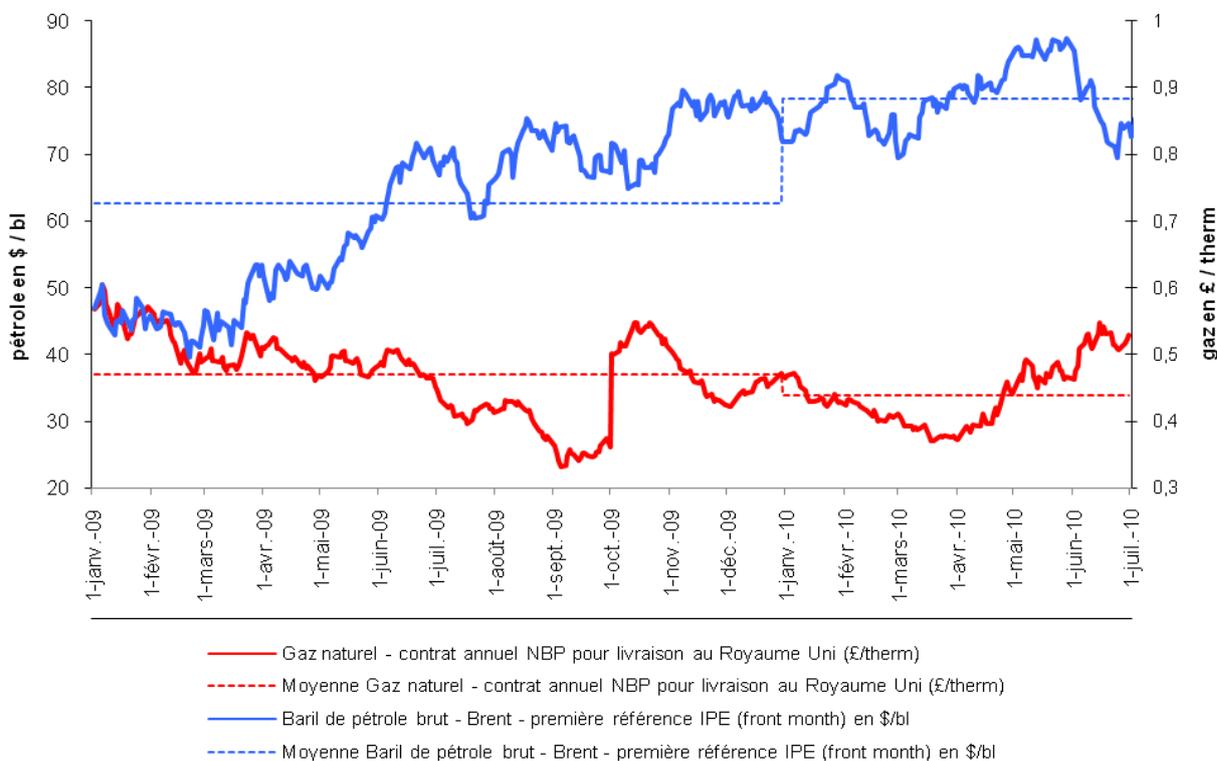
Le prix du contrat annuel de gaz naturel au Royaume-Uni s'est totalement décorrélé des prix du pétrole durant le premier semestre 2010 et a fortement chuté durant la première moitié du semestre par rapport au premier semestre 2009. Les acteurs anticipaient une situation détendue sur les saisons à venir, grâce à un approvisionnement en gaz important, en particulier à partir des terminaux GNL.

A partir du mois d'avril, les prix se sont toutefois inscrits à nouveau en hausse en raison des prix spot élevés et des craintes des acteurs du marché de tensions à venir liées au remplissage des stocks bien en dessous de la moyenne historique à cette saison, et à des approvisionnements irréguliers en provenance de Norvège.

Evolution des prix à terme de l'électricité en France, en Allemagne et au Royaume-Uni et des prix des permis d'émissions de CO₂ (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**⁷ au premier semestre 2010 a été de 263,5 TWh, en hausse de 4,9% par rapport au premier semestre 2009. Elle a bénéficié, sur l'ensemble du premier semestre 2010, de l'effet de températures plus basses qu'au premier semestre 2009. Corrigée de l'impact climatique⁸, la consommation progresse de 2,2%, portée notamment par une croissance toujours soutenue de la clientèle résidentielle et par une reprise partielle de la demande des très grands clients industriels, particulièrement affectée par la crise économique au premier semestre 2009.

La consommation intérieure d'électricité estimée pour le premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009 est en hausse de 1,5% au Royaume-Uni, de 3,7% en Allemagne, et de 1,8% en Italie.⁹

2.1.4 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs de vente de l'électricité restent inchangés depuis la hausse du 15 août 2009.

Au **Royaume-Uni**, les tarifs de l'électricité restent stables (après une baisse des prix de vente contractuels aux clients industriels et la baisse de 8,8% en mars 2009 des tarifs pour les clients domestiques).

Les tarifs du gaz naturel pour les clients domestiques ont baissé de 3,6% le 26 mars 2010 (après une baisse de plus de 6% en octobre 2009).

En **Allemagne**, EnBW a maintenu ses tarifs de base d'électricité au premier semestre 2010. Les prix du gaz naturel restent également stables (après des baisses successives atteignant au total 23,5% en 2009).

⁷ Données brutes communiquées par RTE, non corrigées de l'impact des aléas climatiques

⁸ Correction climatique déterminée par RTE

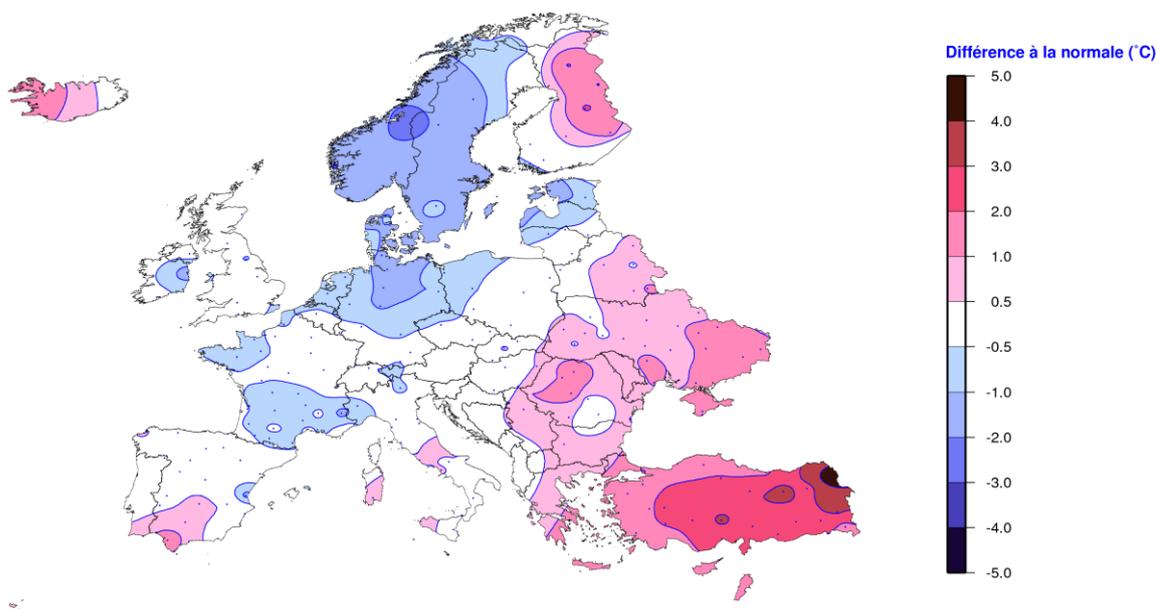
⁹ Pour les pays autres que la France, estimations fournies par les filiales locales d'EDF ; pour l'Allemagne, il s'agit d'une estimation pour la période de janvier à mai 2010 par rapport à la même période de l'année précédente.

2.1.5 Conditions climatiques

2.1.5.1 Températures

Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2010 à juin 2010

Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.



Extraction de la Base de Données Climatologiques de METEO FRANCE

Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2010 à juin 2010¹⁰

En France, les températures du premier semestre 2010 ont été inférieures de 0,7°C en moyenne à celles du premier semestre 2009 et inférieures de 1,6°C aux normales saisonnières. Au premier trimestre 2010 elles ont été inférieures de 0,6°C en moyenne à celles du premier trimestre 2009 et de 2,3°C en moyenne aux normales saisonnières. L'hiver 2009-2010 (décembre, janvier, février) se caractérise par la succession de trois vagues de froid à mi-décembre, début janvier, et mi-février. Sur le deuxième trimestre, les températures restent en moyenne légèrement inférieures aux normales saisonnières et aux températures constatées à la même époque en 2009.

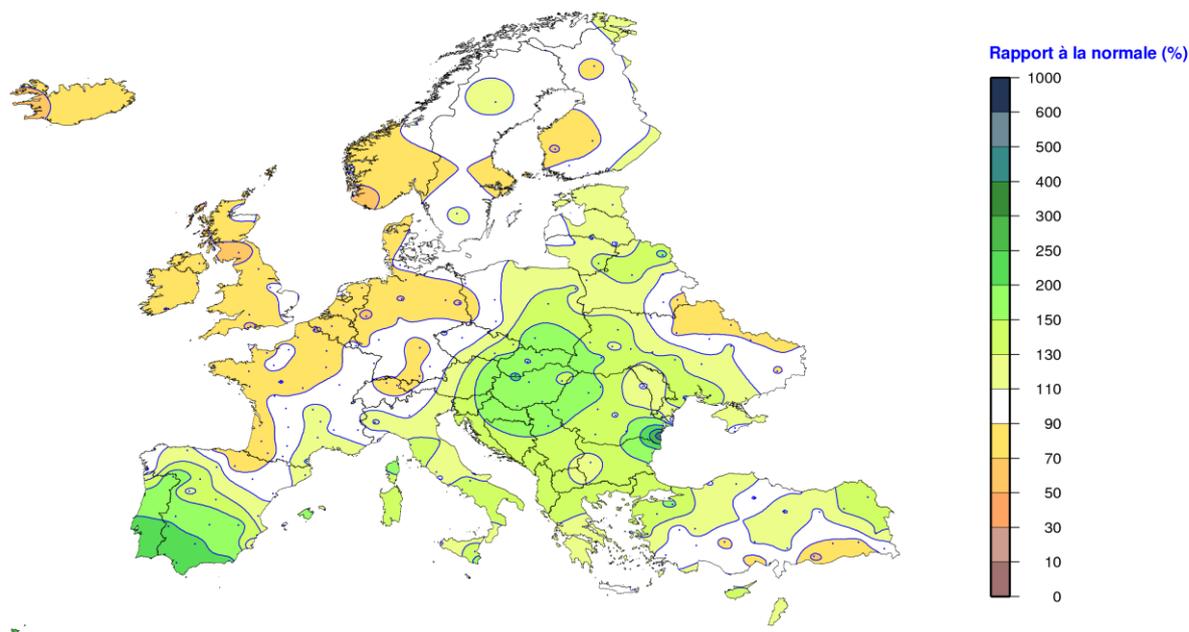
¹⁰ Rapport à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2010 à juin 2010.

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

2.1.5.2 Pluviométrie

Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de janvier 2010 à juin 2010

Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.



Extraction de la Base de Données Climatologiques de METEO FRANCE

Pluviométrie de janvier 2010 à juin 2010¹¹

Sur l'ensemble de l'Europe, le premier semestre 2010 a été marqué par de fréquentes circulations méditerranéennes pluvieuses alternant avec des descentes d'air froid polaire et par un déficit de circulations atlantiques bien établies. En conséquence, on note un fort contraste de cumuls pluviométriques entre le nord et le sud de l'Europe avec d'abondants cumuls de précipitations sur l'Espagne, le sud-est de la France, l'Italie et l'est de l'Europe, et des déficits pluviométriques au Royaume-Uni, dans la moitié ouest de la France, en Allemagne et dans les pays nordiques.

¹¹ Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de janvier 2010 à juin 2010.

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

2.2 Evénements marquants^{12/13}

2.2.1 Développements stratégiques

2.2.1.1 Développer le nucléaire dans le monde

2.2.1.1.1 EDF exploitant de l'EPR de Penly 3

Depuis le 24 mars 2010 et dans le cadre de la procédure de débat public, EDF présente en tant que maître d'ouvrage le projet Penly 3. Onze réunions publiques organisées par la Commission particulière du débat public Penly 3 se sont tenues au premier semestre et ont permis à EDF d'expliquer son projet, traitant notamment de la place de Penly 3 dans le mix énergétique français, de ses impacts (rejets et déchets notamment), de ses modalités de réalisation et d'exploitation, en particulier de la gouvernance du projet et de la responsabilité d'exploitant nucléaire assurée par EDF ; un site internet spécifique géré par la Commission particulière est venu compléter les réunions pour permettre une large expression – avis et questionnement – des parties prenantes.

La réunion de clôture du débat public s'est tenue le 12 juillet 2010, le compte rendu et le bilan du débat seront établis respectivement par la Commission particulière et la Commission nationale du débat public pour le 24 septembre 2010.

2.2.1.1.2 Nouveaux accords avec des partenaires chinois

Le 29 avril 2010, EDF a signé des accords avec deux des principaux opérateurs nucléaires du pays, en vue de consolider sa présence en Chine. Le Groupe confirme ainsi sa participation au plus grand programme de construction de l'industrie nucléaire mondiale. L'accord signé avec CNNC (China National Nuclear Corporation) vise à renforcer la coopération initiée avec EDF dans l'ingénierie depuis la construction des centrales nucléaires de Daya Bay et de Ling Ao (Guangdong). Le

partenariat signé avec CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Holding Company) complète l'accord de co-entreprise de 2008 pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan (province du Guangdong).

2.2.1.1.3 Accords EDF/ENEL/ANSALDO

Le 9 avril 2010, EDF, Enel (principal producteur d'énergie électrique en Italie) et Ansaldo Energia ont signé un accord de partenariat dont l'objectif est de préciser les champs d'une possible coopération pour le développement et la construction de 4 réacteurs nucléaires de type EPR en Italie.

2.2.1.1.4 Accord de coopération entre EDF et Rosatom

Le 19 juin 2010, EDF et la Corporation d'Etat Rosatom (Fédération de Russie) ont signé un accord de coopération. Cet accord définit le cadre de la collaboration entre les deux groupes dans les domaines de la recherche et développement, le combustible nucléaire, ainsi que pour des coopérations concernant des installations nucléaires existantes ou en cours de construction. L'accord prévoit également que les deux groupes coopèrent au travers d'échanges d'expérience et de formations, incluant notamment des visites de sites industriels dans les deux pays. Des comités exécutifs seront créés pour chaque domaine de collaboration. Ils seront supervisés par un comité stratégique EDF-Rosatom.

2.2.1.2 Evolution des positions européennes d'EDF

2.2.1.2.1 Royaume-Uni

2.2.1.2.1.1 Transfert de propriété de la centrale à charbon d'Eggborough

Lors de la restructuration financière de British Energy en 2005, les banques créancières d'Eggborough avaient obtenu une option d'achat (« share option agreement ») exerçable avant le 31 août 2009. L'entrée de British Energy dans le groupe EDF en janvier 2009 n'a pas modifié les termes de cette option d'achat, qui a été exercée en août 2009. Le transfert de propriété de la centrale à charbon d'Eggborough est intervenu le 31 mars 2010.

¹² Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 14 du présent document.

¹³ Le Document de Référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

2.2.1.2.1.2 Processus de cession des réseaux de distribution au Royaume-Uni

Le groupe EDF a reçu fin juillet 2010 une offre irrévocable de la part d'un consortium composé de Cheung Kong Infrastructure Holdings Ltd (CKI), Hongkong Electric Holdings Ltd (HEH) et de la Li Ka-Shing Foundation (Cheung Kong Group) pour acquérir 100% de la participation d'EDF Energy dans ses activités de réseaux régulés et non régulés au Royaume-Uni pour un montant total de 5,8 milliards de livres sterling (6,9 milliards d'euros¹⁴) incluant la dette.

Sur cette base, le groupe EDF a accordé au groupe Cheung Kong une période d'exclusivité. Après consultation de son Comité d'Entreprise Européen début septembre, le groupe EDF soumettra l'offre irrévocable à son Conseil d'Administration pour décision, la finalisation de cette transaction éventuelle restant soumise aux approbations des autorités compétentes et des actionnaires de CKI et de HEH.

L'activité de réseau régulé dessert Londres, le Sud-Est et l'Est de l'Angleterre soit environ un quart de la population du Royaume-Uni.

L'activité de réseau non régulé concerne le développement, la mise en service et l'exploitation de réseaux électriques de haute tension pour des propriétaires de grandes infrastructures.

2.2.1.2.2 Allemagne

2.2.1.2.2.1 Echanges de droits de tirage E.ON/EnBW

Suite aux accords signés le 30 septembre 2009 entre EDF, EnBW et E.ON, un échange de droits de tirage et d'actifs de production électrique entre la France et l'Allemagne est effectif depuis le 1^{er} janvier 2010. EnBW a obtenu :

- un droit de tirage d'énergie nucléaire de 800 MW en Allemagne issue du portefeuille nucléaire d'E.ON,

- 50,4 % dans la centrale à charbon de Rostock (soit 256 MW),

- un droit de tirage de 159 MW sur la centrale lignite d'E.ON de Buschhaus en Allemagne.

Ces capacités de production s'ajoutent à celles qu'EnBW avait déjà acquises auprès d'E.ON en mai 2009 dans les centrales de Lippendorf (446 MW) et de Bexbach (79 MW). Au total, EnBW dispose ainsi de 1740 MW de capacités de production supplémentaires en Allemagne.

En contrepartie, E.ON acquiert un droit de tirage nucléaire de 800 MW en France à partir des droits de tirages historiques dont disposait EnBW sur la production nucléaire d'EDF.

EDF et Charbonnages de France avaient par ailleurs conclu en décembre 2009 la cession à E.ON de leurs participations dans la SNET, à hauteur respectivement de 18,75% et 16,25%.

2.2.1.2.2.2 Vente de GESO par EnBW

EnBW a cédé le 31 mars 2010 sa filiale GESO (holding détenant des parts dans plusieurs opérateurs énergétiques régionaux et municipaux du Land de Saxe) à la société TWD (Technische Werke Dresden), une société détenue à 100% par la ville de Dresde, pour un montant légèrement supérieur à 800 millions d'euros. Cette cession a été réalisée dans le cadre d'une demande de l'office allemand des cartels lors de la prise de participation d'EnBW dans EWE en 2009.

2.2.1.2.3 Benelux

2.2.1.2.3.1 Rachat des parts des actionnaires sortants de SPE

EDF, en procédant en juin 2010 au rachat de 12,5% d'actions de SPE pour un prix de 215 millions d'euros, a porté sa participation dans l'énergéticien belge à 63,5%. Ce rachat résulte de l'exercice, par trois des actionnaires minoritaires, de tout ou partie de l'option de vente qui leur avait été accordée dans le cadre du pacte d'actionnaires en vigueur à la date de la prise de contrôle de SPE par EDF.

¹⁴ Sur la base d'un taux de change de 1,1926 € / £.

2.2.1.2.3.2 Mise en service de SLOE aux Pays-Bas

Le groupe EDF et DELTA ont inauguré le 12 février 2010 la centrale de SLOE, centrale à cycle combiné gaz de 870 MW qui produit l'équivalent de la consommation en électricité d'environ 2 millions de foyers.

EDF, qui détient 50% de la puissance de la centrale, vendra sa quote-part de l'électricité produite sur le marché de gros via sa filiale EDF Trading. Cette centrale lui permet également de diversifier son mix énergétique au Benelux en complétant les moyens de production dont le Groupe dispose dans cette zone, en particulier en Belgique, au travers de sa filiale EDF Belgium (qui dispose de 50% de droits de tirage dans la centrale nucléaire de Tihange 1) et de sa participation majoritaire dans SPE (parc diversifié de 1969 MW).

2.2.1.2.4 Italie - Accord Fenice / Inter Rao

Le 2 mars 2010, Fenice, fournisseur de services énergétiques et environnementaux, détenu à 100% par le groupe EDF, et Inter Rao (électricien russe) ont signé un accord pour la création d'une société commune dans le domaine de l'efficacité énergétique. Cet accord s'inscrit dans le cadre plus général de l'accord cadre signé entre EDF et Inter Rao en novembre 2009.

2.2.1.2.5 Développements dans l'activité gaz naturel

2.2.1.2.5.1 Terminal méthanier de Dunkerque

Le 8 mars 2010, EDF et Total ont signé une lettre d'intention prévoyant la réservation par Total d'une capacité de regazéification dans le projet de terminal méthanier de Dunkerque développé par Dunkerque LNG, filiale à 100% d'EDF, et une prise de participation de Total au capital de cette société. Elle s'inscrit dans le cadre de la recherche par EDF de partenaires susceptibles d'acquérir à ses côtés une partie des capacités de regazéification du terminal. EDF a annoncé le 24 juin 2010 que la décision d'investir dans un terminal méthanier à Dunkerque avait été repoussée. L'entreprise travaille activement aux côtés de ses

partenaires afin de préparer une future décision sur ce projet.

2.2.1.2.5.2 Gazoduc South Stream

EDF, ENI et Gazprom ont signé le 19 juin 2010 à Saint-Pétersbourg un accord cadre sur l'entrée d'EDF dans la société South Stream AG qui porte le projet de gazoduc sous la Mer Noire. L'accord prévoit, d'une part, que l'entrée d'EDF s'effectuera par une réduction de la participation d'ENI dans la société, et, d'autre part, que la participation d'EDF ne sera pas inférieure à 10%.

2.2.1.3 Renforcer les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental

2.2.1.3.1 Mise en service de la centrale hydroélectrique de Nam Theun 2 au Laos

Début mai 2010, la centrale hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance totale de 1070 MW, a été mise en service, marquant ainsi la fin de la construction de ce projet majeur pour le Groupe en Asie du Sud. EDF participera à l'exploitation de la centrale dans le cadre d'un accord de concession conclu avec le gouvernement laotien pour une période de 25 ans et au terme de laquelle ce dernier deviendra propriétaire de l'installation. Le projet comprend également des programmes environnementaux et sociétaux ambitieux définis et mis en œuvre en collaboration avec le gouvernement du Laos, les populations locales et la Banque Mondiale.

2.2.1.3.2 EDF Energies Nouvelles met en service 233 MW dans l'éolien et le solaire

Dans l'éolien, EDF Energies Nouvelles a mis en service 156,1 MW au cours du premier semestre 2010 avec notamment les mises en service de la dernière tranche des parcs de La Ventosa (67,5 MW au total) au Mexique et de Monte Grighine (98,9MW au total) en Italie, mais aussi de plusieurs parcs au Royaume-Uni, en Grèce, en France et en Turquie. EDF Energies Nouvelles a également poursuivi le développement du solaire photovoltaïque avec la mise en service de 61 MWc principalement en France, en Espagne et en Italie.

2.2.2 Activités en France

2.2.2.1 Production nucléaire

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2010 à 202,9 TWh contre 203,7 TWh au premier semestre 2009. Les effets à la baisse sont : un planning d'arrêts plus chargé, le maintien à l'arrêt de Bugey 3, un volume d'avaries exceptionnelles en hausse, des prolongations d'arrêts liées aux perturbations de 2009. Les effets à la hausse comprennent : une réduction des prolongations d'arrêt et des fortuits (hors avaries exceptionnelles), l'absence de mouvements sociaux significatifs, des conditions environnementales plus favorables et une modulation plus faible qu'au premier semestre 2009. Le recul est donc limité à 0,8 TWh sur la période.

2.2.2.2 Flamanville 3

Des progrès significatifs ont été réalisés sur le chantier de l'EPR de Flamanville, et un certain nombre d'étapes critiques ont été franchies, parmi lesquelles l'achèvement de la galerie de rejet, la résolution des difficultés liées au ferrailage et au liner, le démarrage des montages électro-mécaniques sur l'îlot nucléaire, et le bon avancement de la salle des machines. L'objectif de première production commercialisable est désormais fixé à 2014, avec des coûts de construction ré-estimés autour de 5 milliards d'euros.

2.2.2.3 Accord EDF/AREVA

En application de l'accord du 19 décembre 2008 fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période post-2007, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : l'« Accord Traitement - Recyclage EDF-AREVA NC » et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague et aux opérations sur Saint Laurent A ». L'Accord Traitement-Recyclage précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012 et fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures.

Les effets de ces accords ont été enregistrés à fin juin 2010. Déjà anticipés sur la base des accords précédents, ils n'ont pas d'incidence significative sur les comptes du Groupe.

2.2.2.4 Exeltium

EDF a signé le 25 mars 2010 deux avenants au contrat de 2008 avec Exeltium. Les accords portent sur une fourniture totale de 311 TWh, et les livraisons correspondant à la première tranche du contrat EDF-Exeltium (pour environ 150 TWh) ont commencé le 1^{er} mai 2010. Conformément à l'accord, Exeltium a réglé fin avril la première avance de 1,7 milliard d'euros. Le début des livraisons correspondant à la deuxième tranche du contrat est prévu pour le 1^{er} février 2011.

2.2.3 Environnement réglementaire

2.2.3.1 France

2.2.3.1.1 Projet de loi NOME

Le projet de loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été présenté en Conseil des ministres le 14 avril 2010 et adopté en première lecture par l'Assemblée nationale le 15 juin 2010. Le texte devrait être examiné en séance publique par le Sénat fin septembre.

Les principes essentiels de ce projet de loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh) de la production d'énergie nucléaire en base d'EDF. C'est le principe de « l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique », l'ARENH, dont le prix de départ sera fixé en cohérence avec le TaRTAM,

- maîtrise de la pointe de consommation, qui imposerait à tous les fournisseurs de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients,

- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul sera modifié à partir de 2015 pour refléter les

conditions de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique,

- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises en 2015,

- report de 5 ans (2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés.¹⁵

2.2.3.1.2 Prolongation du dispositif TaRTAM

La Loi du 7 juin 2010 repousse du 30 juin au 31 décembre 2010 la date de fin du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) tout en précisant les modalités selon lesquelles les clients désireux de bénéficier de cette prolongation pourront le faire. Il est notamment précisé que le consommateur ne peut renoncer à ce bénéfice avant l'échéance du 31 décembre 2010 ni modifier ses paramètres tarifaires au cours de cette même période, sauf en cas d'évolution durable de l'activité d'un site. L'impact de l'application de la Loi du 7 juin 2010 sur les comptes du premier semestre 2010 est une dotation nette aux provisions de 265 millions d'euros.

2.2.3.1.3 Concessions hydrauliques

Le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer a annoncé le 22 avril 2010 le périmètre et le calendrier du renouvellement des concessions hydroélectriques. Dix concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20% de la puissance du parc hydroélectrique français, sont ainsi concernées.

Les concessions détenues par EDF et concernées par ces renouvellements représentent une puissance concédée d'environ 4300 MW et une production moyenne de 6,8 TWh par an, soit 15% de la production hydraulique d'EDF.

Les concessions dont l'Etat a décidé d'anticiper le terme en représentent la moitié (2150 MW sur 4300 MW). Le manque à gagner pour le concessionnaire sortant,

résultant de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, sera indemnisé en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Selon les concessions, les appels à candidatures devraient s'échelonner entre 2010 et 2013, pour des attributions entre 2013 et 2015.

2.2.3.2 Allemagne

Dans le cadre du plan d'économie présenté par le gouvernement fédéral allemand en juin 2010, l'instauration d'une taxe sur les combustibles nucléaires a été envisagée en Allemagne. Cette nouvelle taxe pourrait s'élever à 2,3 milliards d'euros par an vraisemblablement à compter de 2011. La part à la charge d'EnBW pourrait atteindre 20% de ce montant. Ni les modalités précises de cette taxe, qui devra faire l'objet d'un texte de loi, ni les modalités de la prolongation d'exploitation des centrales nucléaires prévue par le pacte de coalition gouvernemental fin 2009 n'ont encore été définies.

2.2.4 Gouvernance

2.2.4.1 COMEX

Le groupe EDF s'est doté le 4 février 2010 d'une nouvelle direction autour de Henri Proglgio. Le Comité exécutif du groupe EDF (COMEX) est depuis cette date constitué de : Henri Proglgio, Président Directeur Général, Daniel Camus, Directeur exécutif Groupe en charge des activités internationales et de la stratégie, Pierre Lederer, Directeur exécutif Groupe en charge du commerce, de l'optimisation et du trading, Hervé Machenaud, Directeur exécutif Groupe en charge de la production et de l'ingénierie, Jean-Louis Mathias, Directeur exécutif Groupe en charge de la coordination des activités France et des ressources humaines, Thomas Piquemal, Directeur exécutif Groupe en charge des finances, Bernard Sananes, Directeur de la communication et des affaires publiques et européennes, Alain Tchernonog, Secrétaire général. Denis Lépée est Secrétaire du Comité exécutif.

¹⁵ Actifs constitués, conformément à la loi du 28 juin 2006, pour couvrir les engagements nucléaires de long terme.

2.2.4.2 Direction Générale

Le 8 avril 2010, le Président Directeur Général Henri Proglia a constitué le Comité de direction du Groupe EDF. Il est formé de l'ensemble des membres du Comité exécutif du Groupe et de : Michèle Bellon, Président du directoire d'ERDF, Marianne Laigneau, Directeur délégué auprès du Directeur exécutif Groupe en charge de la coordination des activités France et des ressources humaines, Bruno Lescoeur, Directeur délégué auprès du Directeur exécutif Groupe en charge des activités internationales et de la stratégie, Anne Le Lorier, Directeur délégué auprès du Secrétaire général en charge des risques et de l'audit Groupe, Umberto Quadrino, Administrateur délégué d'Edison, Vincent De Rivaz, Directeur général d'EDF Energy, Hans-Peter Villis, Président du directoire d'EnBW, Gérard Wolf, Directeur délégué auprès du Directeur exécutif Groupe en charge des activités internationales et de la stratégie. Denis Lépée est Secrétaire du Comité de direction et Alain Tchernonog présidera ce comité en l'absence du Président Directeur Général.

2.2.5 Ressources humaines

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

Les principales mesures d'accompagnement de la réforme des retraites des salariés de la branche des IEG prévues dans l'accord du 29 janvier 2008 sont entrées en application dans le courant de l'année 2009. Certaines négociations se sont achevées au courant du premier semestre 2010.

Ainsi, les négociations pour la prise en compte de la spécificité des métiers ont abouti à la signature d'un accord de branche. Ce nouveau dispositif d'attribution de « services actifs » constitue la modalité de reconnaissance de la pénibilité physique spécifique dans les IEG (avant sa mise en œuvre cet accord nécessitera une adaptation réglementaire). Les salariés recrutés à compter du 1^{er} janvier 2009 et occupant un emploi classé en services actifs bénéficient chaque année de l'attribution de jours non travaillés proportionnellement à leur

taux de services actifs, permettant de prendre un congé après la date d'ouverture des droits à retraite.

2.2.5.2 Accord « Mesures salariales individuelles 2010 à EDF SA »

L'accord « Mesures salariales individuelles 2010 à EDF SA », signé le 18 février 2010, complète les mesures générales de branche signées en novembre 2009. Au total, l'ensemble représente 4,4% d'augmentation en moyenne, en incluant la totalité des mesures salariales générales, individuelles, liées aux promotions et à la mobilité.

2.2.6 Financement du Groupe

2.2.6.1 Emission obligataire de 2,25 milliards de dollars américains

EDF a procédé en janvier 2010 à l'émission d'obligations sur le marché américain sous la règle dite 144A de la Securities and Exchange Commission (SEC), pour un montant global de 2,25 milliards de dollars américains, avec une tranche de 1,4 milliard de dollars au taux fixe de 4,6% à échéance de 10 ans et une tranche de 0,85 milliard de dollars au taux fixe de 5,6% à échéance de 30 ans.

2.2.6.2 Emission obligataire sur le marché suisse

Le 29 mars 2010, EDF a réalisé un emprunt obligataire de 400 millions de francs suisses à échéance de 7,5 ans portant un coupon à taux fixe de 2,25%.

2.2.6.3 Emission obligataire sur 20 ans de 1,5 milliard d'euros

EDF a procédé le 27 avril 2010 à une émission obligataire libellée en euro à échéance 2030, avec un coupon de 4,625% par an (taux fixe). Le carnet d'ordres s'est élevé à 4,2 milliards d'euros.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

2.2.6.4 Autres émissions du Groupe

2.2.6.4.1 Edison

Le 10 mars 2010, Edison a réalisé une émission obligataire de 500 millions d'euros à échéance de 5 ans avec un coupon à taux fixe de 3,25% par an.

2.2.6.4.2 RTE

RTE a émis le 28 juin 2010 un emprunt obligataire pour un montant de 750 millions d'euros. D'une durée de 12 ans, cet emprunt est assorti d'un coupon de 3,875%.

2.2.7 Périmètre de consolidation

Les principales évolutions du périmètre de consolidation sont présentées en note 5 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010.

3 Introduction à l'analyse des résultats du premier semestre 2010

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2010. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe sont présentées en note 1 aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010.

4 Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 6 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010.

5 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2010 et 2009

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009
Chiffre d'affaires	37 513	34 827
Achats de combustibles et d'énergie	(15 743)	(13 995)
Autres consommations externes	(5 170)	(5 138)
Charges de personnel	(6 082)	(5 758)
Impôts et taxes	(1 708)	(1 650)
Autres produits et charges opérationnels	1 828	1 650
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010	(265)	
Excédent brut d'exploitation (EBE)	10 373	9 936
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	58	309
Dotations aux amortissements	(3 824)	(3 478)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(251)	(296)
(Pertes de valeur) / reprises	(7)	(17)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 060)	330
Résultat d'exploitation	5 289	6 784
Résultat financier	(2 369)	(2 202)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	2 920	4 582
Impôts sur les résultats	(1 241)	(1 523)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	147	138
Résultat net consolidé	1 826	3 197
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	167	74
Dont résultat net part du Groupe	1 659	3 123
Résultat net par action en euro	0,90	1,71
Résultat net dilué par action en euro	0,90	1,71

Le résultat net courant s'élève à 2 977 millions d'euros au premier semestre 2010 contre 2 932 millions d'euros au premier semestre 2009.

5.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 7,7% et en croissance organique de 2,1 %

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	18 915	18 323	592	3,2	3,2
Royaume-Uni	5 640	5 851	(211)	(3,6)	(5,5)
Allemagne	4 111	3 764	347	9,2	10,1
Italie	2 753	2 524	229	9,1	8,8
Autre International	3 457	1 557	1 900	122,0	(0,8)
Autres activités	2 637	2 808	(171)	(6,1)	(4,2)
Total hors France	18 598	16 504	2 094	12,7	0,9
Chiffre d'affaires du Groupe	37 513	34 827	2 686	7,7	2,1

Le **chiffre d'affaires du Groupe** s'élève à 37 513 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 7,7% par rapport au premier semestre 2009.

Les effets de périmètre s'élèvent à 1 574 millions d'euros, soit +4,5%, liés essentiellement aux acquisitions de SPE et de CENG et dans une moindre mesure au changement du mode de consolidation d'ESTAG¹⁶. La croissance du chiffre d'affaires inclut également des effets de change positifs pour 362 millions d'euros soit +1%, qui résultent principalement de l'appréciation des devises britannique, polonaise, hongroise et brésilienne par rapport à l'euro. Hors ces effets, la variation organique¹⁷ est de +2,1%.

Au premier semestre 2010, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 49,6% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 47,4% au premier semestre 2009.

En **France**, le chiffre d'affaires du premier semestre 2010 s'élève à 18 915 millions d'euros, en croissance organique de 3,2% par rapport au premier semestre 2009, grâce à la progression des ventes d'électricité, tandis que les activités gaz naturel et services sont en légère diminution.

L'activité électricité en France bénéficie de la hausse des volumes vendus et d'effets prix favorables (principalement liés à la hausse tarifaire du 15 août 2009).

Hors de France (segments Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Autre International et Autres activités), la croissance du chiffre d'affaires est de +12,7% (croissance organique de +0,9%).

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires diminue (variation organique de -5,5%) du fait d'effets prix défavorables et d'une production nucléaire en recul par rapport au premier semestre 2009 (-2,5 TWh).

En Allemagne, la croissance organique de +10,1% résulte principalement de l'intégration de nouvelles capacités de production, tandis qu'en Italie (croissance organique de +8,8%) les volumes sont en hausse sur les segments Electricité et Hydrocarbures.

L'évolution organique du chiffre d'affaires du segment Autre International est pratiquement stable (-0,8%).

La diminution du chiffre d'affaires du segment Autres activités (évolution organique de -4,2%) résulte principalement de celle d'EDF Trading, partiellement compensée par la hausse du chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles.

¹⁶ Passage de mise en équivalence à intégration proportionnelle en juillet 2009.

¹⁷ Evolution de l'activité du Groupe sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre, les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.

5.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 4,4% et en croissance organique de 1,1% (croissance organique de 3,8% avant prolongation du dispositif TaRTAM – Loi du 7 juin 2010)

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	37 513	34 827	2 686	7,7	2,1
EBE	10 373	9 936	437	4,4	1,1

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 10 373 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 4,4% par rapport au premier semestre 2009 et en évolution organique de 1,1%. Il inclut une dotation nette aux provisions de 265 millions d'euros liée à la prolongation jusqu'au 31 décembre 2010 du dispositif TaRTAM (Loi du 7 juin 2010). Hors impact de cette loi, la croissance organique est de 3,8%. Les effets

des variations de périmètre sont de 216 millions d'euros (+2,2%) et résultent principalement des acquisitions en 2009 de SPE en Belgique et de CENG aux Etats-Unis. Les effets de change s'élèvent à +93 millions (+0,9%) et résultent des variations favorables des devises britannique, hongroise, polonaise et brésilienne par rapport à l'euro.

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	6 031	5 957	74	1,2	1,0
Royaume-Uni	1 601	1 589	12	0,8	(2,1)
Allemagne	816	620	196	31,6	29,5
Italie	365	393	(28)	(7,1)	(7,4)
Autre International	602	295	307	104,1	19,0
Autres activités	958	1 082	(124)	(11,5)	(11,3)
Total hors France	4 342	3 979	363	9,1	1,4
EBE Groupe	10 373	9 936	437	4,4	1,1

L'EBE de la France est en croissance de 1,2% par rapport au premier semestre 2009, et en croissance organique de +1% (hors reclassement du crédit impôt recherche). Hors impact de la prolongation du dispositif TaRTAM jusqu'au 31 décembre 2010 et malgré la baisse de la production nucléaire, l'EBE est en croissance organique de 5,4% grâce à la performance des réseaux.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 58,1% au premier semestre 2010 (59,9% au premier semestre 2009).

Hors de France, l'EBE progresse de 9,1%. Cette évolution comprend l'effet sur le premier semestre 2010 de la consolidation depuis la fin du second semestre 2009 de SPE et CENG dans les comptes du Groupe. La croissance organique est de +1,4%. Les Autres activités

(EDF Trading), et dans une moindre mesure l'Italie et le Royaume-Uni sont en recul organique. L'EBE est en progression en Allemagne, en Europe centrale et orientale ainsi qu'en Belgique et aux Pays-Bas.

Le ratio EBE/chiffre d'affaires du Groupe s'établit à 27,7% au premier semestre 2010 contre 28,5% au premier semestre 2009. La baisse est marquée dans le segment Autres activités (36,3% en 2010 contre 38,5% en 2009), principalement en relation avec EDF Trading, ainsi qu'en Italie (13,3% en 2010 contre 15,6% en 2009). Le ratio est en légère diminution en France (31,9% en 2010 contre 32,5% en 2009). Le Royaume-Uni (28,4% en 2010 contre 27,2% en 2009), ainsi que l'Allemagne (19,8% en 2010 contre 16,5% en 2009) sont en progression.

5.2.1 Achats de combustibles et d'énergie

Les **achats de combustibles et d'énergie** s'établissent à 15 743 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 1 748 millions par rapport au premier semestre 2009 (+12,5%). Leur croissance organique est de 3,5%.

En **France**, les achats de combustibles et d'énergie sont en augmentation organique de 0,6%.

Hors de France, leur augmentation est de 19,8%, du fait de l'intégration de SPE, de CENG et du changement du mode de consolidation d'ESTAG, et de 5,3% en croissance organique. Cette dernière se concentre essentiellement en Allemagne, en lien avec la hausse de l'activité, ainsi qu'en Italie, qui subit par ailleurs la hausse des coûts d'achat du gaz. Inversement, les achats de combustibles et d'énergie sont en diminution au Royaume-Uni, en raison de la baisse des coûts d'approvisionnement sur les marchés de gros d'électricité et de gaz, ainsi que sur le segment Autre International.

5.2.2 Autres consommations externes

Les **autres consommations externes** s'établissent à 5 170 millions d'euros, en augmentation de 32 millions d'euros (soit +0,6%) par rapport au premier semestre 2009, et en baisse organique de 2,4%.

En **France**, les autres consommations externes diminuent de 0,5%. Cette évolution reflète la diminution du coût des tempêtes en 2010 par rapport à 2009, en grande partie compensée par les dépenses liées à la maintenance des parcs de production thermique, nucléaire et hydraulique.

Hors de France, les autres consommations externes augmentent de 2%, mais sont en décroissance organique de 4,9%. Le segment Autres activités est en hausse organique, en raison notamment de la croissance de l'activité d'EDF Energies Nouvelles. Les autres consommations externes sont en diminution organique au Royaume-Uni en raison de la baisse des coûts de maintenance, ainsi qu'en Allemagne.

5.2.3 Charges de personnel

Les **charges de personnel** s'établissent à 6 082 millions d'euros, en augmentation de 324 millions d'euros (soit +5,6%) par rapport au premier semestre 2009, représentant une croissance organique de 3,3%.

En **France**, les charges de personnel s'élèvent à 4 203 millions d'euros en hausse organique de 0,9% par rapport au premier semestre 2009. Cette hausse résulte principalement des évolutions de salaires, et, dans une moindre mesure, des effectifs et des charges de retraite, qui sont partiellement compensées par la non reconduction de mesures spécifiques intervenues en 2009.

Hors de France, l'augmentation de 18,1% comprend notamment l'effet des intégrations de SPE et CENG dans le segment Autre International. La hausse organique de 9,6% est localisée principalement au Royaume-Uni, où elle reflète l'augmentation des charges de retraite. Les charges de personnel augmentent mais dans une moindre mesure en Allemagne, en raison de la hausse des charges de retraite, des effectifs et des salaires.

5.2.4 Impôts et taxes

Les **impôts et taxes** (hors impôts sur les sociétés) s'établissent à 1 708 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 58 millions d'euros (soit +3,5%) par rapport au premier semestre 2009 et de 43 millions en croissance organique. L'augmentation est principalement localisée en France.

5.2.5 Autres produits et charges opérationnels

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 1 828 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 178 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009 (soit +10,8%, et +14% en organique).

En France, les autres produits et charges opérationnels diminuent de 10,8% en variation organique. Cette diminution s'explique par des gains 2009 liés à la renégociation de certains contrats sans équivalent en 2010.

Hors de France, les autres produits et charges opérationnels s'améliorent de 325 millions d'euros et de 395 millions d'euros en variation organique. Au Royaume-Uni, ils bénéficient de l'impact de la cession de la centrale d'Eggborough ainsi que de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité de British Energy. En Allemagne, ils correspondent à la plus-value de cession GESO (74 millions d'euros) et à une indemnité reçue suite à la résiliation d'un contrat par l'opérateur autrichien Tiwag (37 millions

d'euros). Par ailleurs, la hausse sur le segment Autres activités est liée notamment à une plus-value de cession réalisée par Dalkia en République tchèque (cession d'Usti).

5.2.6 Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010

En **France**, le premier semestre 2010 comprend une dotation nette aux provisions de 265 millions d'euros au titre de la prolongation du dispositif TaRTAM (Loi du 7 juin 2010).

5.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en diminution de 22%

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %
EBE	10 373	9 936	437	4,4
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	58	309	(251)	(81,2)
Dotations aux amortissements	(3 824)	(3 478)	(346)	9,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(251)	(296)	45	(15,2)
(Pertes de valeur) / reprises	(7)	(17)	10	(58,8)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 060)	330	(1 390)	n.s.
Résultat d'exploitation	5 289	6 784	(1 495)	(22,0)

Le **résultat d'exploitation** s'élève à 5 289 millions d'euros au premier semestre 2010, en baisse de 22% par rapport au premier semestre 2009.

Hors une provision pour risques relative aux activités aux Etats-Unis (voir paragraphe 6.5.3) et l'impact de la prolongation du dispositif TaRTAM (voir paragraphe 5.2.6), il baisse de 2,5% par rapport au premier semestre 2009.

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

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading passent de 309 millions d'euros au premier semestre 2009 à 58 millions d'euros au premier semestre 2010. Les évolutions négatives, principalement localisées au Royaume-Uni et dans le segment Autres activités, sont partiellement

compensées par l'évolution positive sur le segment Autre International.

5.3.2. Dotations aux amortissements

La hausse des **dotations aux amortissements** de 346 millions d'euros s'explique principalement par l'intégration de SPE et CENG fin 2009, ainsi que par leur augmentation en France.

5.3.3. Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 45 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009 est attribuable à ERDF (réduction de l'assiette des biens renouvelables pendant la concession).

5.3.4. Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation sont en diminution de 1 390 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009.

Au premier semestre 2009 ils incluaient principalement la plus-value liée à l'apport à

Alpiq des droits de tirage sur le barrage d'Emosson.

Au premier semestre 2010, ils comprennent une dotation à une provision pour risques relative aux activités aux Etats-Unis s'élevant à 1 060 millions d'euros (voir paragraphe 6.5.3).

5.4 Résultat financier

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 379)	(1 271)	(108)	8,5
Charges d'actualisation	(1 690)	(1 592)	(98)	6,2
Autres produits et charges financiers	700	661	39	5,9
Résultat financier	(2 369)	(2 202)	(167)	7,6

Le **résultat financier** correspond à une charge de 2 369 millions d'euros au premier semestre 2010, en hausse de 167 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009. Cette évolution s'explique par :

- une augmentation des charges d'intérêts de 108 millions d'euros liée à la hausse de l'endettement financier brut moyen ;
- une hausse des charges d'actualisation de 98 millions d'euros provenant essentiellement du Royaume-Uni (fonds de pension) et dans une moindre mesure de l'impact lié à l'intégration de CENG fin 2009 ;
- une variation favorable de 39 millions d'euros des autres produits et charges financiers.

5.5 Impôts sur les résultats

L'**impôt sur les résultats** s'élève à 1 241 millions d'euros au premier semestre 2010, correspondant à un taux effectif d'impôt de 42,5% (charge de 1 523 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,2% au premier semestre 2009). Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2010 au résultat avant impôt au 30 juin 2010.

L'augmentation du taux effectif d'impôt observée sur le premier semestre 2010 est liée à la provision pour risques relative aux activités du Groupe aux Etats-Unis. Retraité de cet élément, le taux effectif d'impôt du premier semestre 2010 s'établit à 31,2%.

5.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 147 millions d'euros sur le premier semestre 2010, pour un produit de 138 millions d'euros sur le premier semestre 2009. Cette variation intègre notamment l'impact favorable de la mise en service commerciale du barrage de Nam Theun Power Company au Laos sur le premier semestre 2010.

5.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 167 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 93 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009. Son augmentation résulte principalement de l'intégration de SPE (53 millions d'euros), de l'acquisition par Centrica de 20% de Lake Acquisitions Limited et de la progression du résultat de Dalkia.

5.8 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1 659 millions d'euros au premier semestre 2010, en baisse de 46,9% par rapport au premier semestre 2009 (3 123 millions d'euros).

5.9 Résultat net courant

Le **résultat net courant**¹⁸ s'établit à 2 977 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 45 millions d'euros, soit +1,5% par rapport au premier semestre 2009.

5.10 Endettement financier net¹⁹

L'endettement financier net s'établit à 44,1 milliards d'euros au 30 juin 2010 contre 42,5 milliards d'euros au 31 décembre 2009.

Le ratio endettement financier net/EBE au 30 juin 2010²⁰ est de 2,5 (se comparant à 2,5 au 31 décembre 2009²¹).

¹⁸ Résultat net hors éléments non récurrents nets d'impôts. Eléments non récurrents nets d'impôts au premier semestre 2010 (-1 318M€) : -1 060M€ au titre d'une provision pour risques relative aux activités aux Etats-Unis (voir paragraphe 6.5.3), -258M€ pour provisions TaRTAM et divers risques et dépréciations.

Eléments non récurrents nets d'impôts au premier semestre 2009 (+191 M€) : +209 M€ apports Emosson dans le cadre de la constitution d'Alpiq, -18 M€ provisions pour pertes de valeur sur actifs disponibles à la vente chez EnBW.

¹⁹ 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.

²⁰ Le ratio du 30 juin 2010 a été calculé sur la base de l'EBE cumulé du second semestre 2009 et du premier semestre 2010.

²¹ Retraité de l'impact de l'application d'IFRIC 18.

6 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation

Les principes relatifs aux informations sectorielles du Groupe EDF sont décrits en note 6 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010.

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

En millions d'euros

	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
1^{er} semestre 2010							
CHIFFRE D'AFFAIRES	18 915	5 640	4 111	2 753	3 457	2 637	37 513
Achats de combustibles et d'énergie	(5 367)	(2 982)	(2 608)	(2 108)	(2 154)	(524)	(15 743)
Autres consommations externes	(2 861)	(647)	(432)	(205)	(319)	(706)	(5 170)
Charges de personnel	(4 203)	(667)	(375)	(105)	(248)	(484)	(6 082)
Impôts et taxes	(1 564)	(42)	(6)	(4)	(45)	(47)	(1 708)
Autres produits et charges opérationnels	1 376	299	126	34	(89)	82	1 828
Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010	(265)						(265)
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 031	1 601	816	365	602	958	10 373
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	(20)	(23)	(3)	15	119	(30)	58
Dotations aux amortissements	(2 088)	(776)	(203)	(231)	(294)	(232)	(3 824)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(251)	0	0	0	0	0	(251)
(Pertes de valeur) / reprises	0	0	(6)	(2)	0	1	(7)
Autres produits et charges d'exploitation	0	0	0	0	(1 060)	0	(1 060)
RESULTAT D'EXPLOITATION	3 672	802	604	147	(633)	697	5 289
En millions d'euros							
1^{er} semestre 2009							
CHIFFRE D'AFFAIRES	18 323	5 851	3 764	2 524	1 557	2 808	34 827
Achats de combustibles et d'énergie	(5 334)	(3 024)	(2 302)	(1 843)	(935)	(557)	(13 995)
Autres consommations externes	(2 875)	(753)	(499)	(209)	(167)	(635)	(5 138)
Charges de personnel	(4 167)	(534)	(360)	(99)	(103)	(495)	(5 758)
Impôts et taxes	(1 513)	(40)	(6)	(3)	(42)	(46)	(1 650)
Autres produits et charges opérationnels	1 523	89	23	23	(15)	7	1 650
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	5 957	1 589	620	393	295	1 082	9 936
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	6	115	34	1	0	153	309
Dotations aux amortissements	(1 993)	(772)	(185)	(237)	(103)	(188)	(3 478)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(296)	0	0	0	0	0	(296)
(Pertes de valeur) / reprises	0	0	(5)	(10)	(1)	(1)	(17)
Autres produits et charges d'exploitation	330	0	0	0	0	0	330
RESULTAT D'EXPLOITATION	4 004	932	464	147	191	1 046	6 784

6.1 France

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	18 915	18 323	592	3,2	3,2
EBE	6 031	5 957	74	1,2	1,0
Résultat d'exploitation	3 672	4 004	(332)	(8,3)	

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 ;

- « **Activités de réseaux en métropole** » (Transport et Distribution), qui 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 ;

- « **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 2010, la part de marché détenue par EDF sur l'ensemble des clients finaux est de 84% (contre 85,7% au 30 juin 2009).

6.1.3 Equilibre offre-demande

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2010 à 202,9 TWh contre 203,7 TWh au premier semestre 2009. Malgré la non reconduction en 2010 des pertes de production estimées à 7,6 TWh du fait des mouvements sociaux de 2009, elle est affectée par l'augmentation des indisponibilités ainsi qu'indiqué au paragraphe 2.2.2.1.

La production hydraulique s'élève à 21,7 TWh, légèrement plus faible qu'au premier semestre 2009 (-0,3 TWh).

La production thermique à flamme s'élève à 9,2 TWh, soit +0,3 TWh par rapport au premier semestre 2009.

Les volumes vendus aux clients finaux (y compris aux entreprises locales de distribution) sont en recul de 0,4 TWh. Les pertes de clients, principalement sur le haut de portefeuille²² et dans le résidentiel, ne sont pas compensées par la hausse liée aux conditions climatiques plus froides (+4,8 TWh), la croissance toujours soutenue enregistrée chez les clients résidentiels ainsi que la reprise partielle de la demande des très grands clients industriels.

Les volumes nets vendus sur les marchés de gros, y compris VPP²³, enregistrent un recul (-5,6 TWh) par rapport au premier semestre 2009. Hors VPP, EDF a été acheteur net de 9,1 TWh sur les marchés au premier semestre 2010. Par ailleurs, les VPP (19,2 TWh) sont stables par rapport au premier semestre 2009.

6.1.4 Chiffre d'affaires

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 18 915 millions d'euros, en progression de 3,2% par rapport au premier semestre 2009, dont 3,3 points liés aux ventes d'électricité et -0,1 point attribuable principalement à l'activité gaz naturel et services.

L'évolution du chiffre d'affaires électricité est liée à des effets de prix (+1,2 point), ainsi qu'à des effets de volume (+2,1 points, ceux-ci

²² Les très grands clients entreprises et industrie.

²³ Virtual Power Plant - mécanisme des enchères de capacités.

comprenant non seulement la production, mais aussi l'acheminement). L'effet prix positif est dû principalement aux effets de la hausse tarifaire du 15 août 2009, supérieure à l'évolution défavorable des prix sur les marchés de gros à plus d'un an sur les enchères contractualisées en 2009.

6.1.5 EBE

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 6 031 millions d'euros, en augmentation de 1,2% par rapport au premier semestre 2009 (5 957 millions d'euros).

L'EBE intègre l'effet de la baisse de la production nucléaire, les gains enregistrés en 2009 liés à la renégociation de certains contrats long terme, sans équivalent en 2010, ainsi que la dotation nette aux provisions de 265 millions d'euros destinée à couvrir les coûts liés à la compensation des concurrents dans le cadre de la prolongation du TaRTAM sur le second semestre 2010 (Loi du 7 juin 2010).

Avant coût de la prolongation du dispositif TaRTAM, l'EBE est en croissance organique de 5,4%.

6.1.5.1 Achats de combustibles et d'énergie

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 5 367 millions d'euros au premier semestre 2010, stables par rapport au premier semestre 2009.

6.1.5.2 Autres consommations externes et charges de personnel

Les **autres consommations externes** qui s'élèvent à 2 861 millions d'euros, diminuent de 0,5% par rapport au premier semestre 2009 qui incluait le coût des tempêtes.

Les autres variations correspondent à des dépenses liées aux arrêts de tranche du parc thermique plus nombreux au premier semestre 2010 qu'au premier semestre 2009, ainsi qu'à ceux du parc nucléaire (dont les reports et prolongations de ceux de 2009). Elles reflètent également l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production hydraulique et le développement d'activités nouvelles.

Les **charges de personnel** s'élèvent à 4 203 millions d'euros en hausse de 0,9% par rapport au premier semestre 2009, qui avait été marqué par des effets spécifiques (plan de distribution d'actions gratuites, complément d'intéressement, coût des tempêtes). Leur non reconduction en 2010 est néanmoins compensée par les facteurs de hausse suivants : les évolutions salariales et, dans une moindre mesure, l'augmentation des effectifs et l'effet de la diminution du taux d'actualisation retenu pour les engagements de retraite long terme.

6.1.5.3 Impôts et taxes

Les impôts et taxes hors impôt sur les sociétés (dont contribution économique territoriale, taxes foncières et taxes spécifiques à l'industrie électrique) augmentent de 3,4% (51 millions d'euros).

6.1.5.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels se traduisent par un produit net de 1 376 millions d'euros, inférieur de 147 millions d'euros à celui du premier semestre 2009. Cette baisse résulte principalement de la non-reconduction de gains enregistrés en 2009 suite à la renégociation de certains contrats long terme.

6.1.5.5 Prolongation du TaRTAM – Loi du 7 juin 2010

Une dotation nette aux provisions de 265 millions d'euros a été comptabilisée pour couvrir les coûts liés à la prolongation du TaRTAM sur le second semestre 2010 (Loi du 7 juin 2010).

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 2010 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 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	18 915	18 323	592	3,2	3,2
Activités non régulées	12 152	12 082	70	0,6	0,6
Activités réseaux	6 858	6 445	413	6,4	6,4
Activités insulaires	409	362	47	13,0	13,0
éliminations	(504)	(566)	62	(11,0)	(11,0)
EBE	6 031	5 957	74	1,2	1,0
Activités non régulées	3 721	4 189	(468)	(11,2)	(11,6)
Activités réseaux	2 215	1 662	553	33,3	33,2
Activités insulaires	95	106	(11)	(10,4)	(10,4)

La hausse de 0,6% du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable de la hausse tarifaire 2009 et du climat plus froid au premier semestre 2010 qu'au premier semestre 2009, compensé en partie par une baisse des ventes nettes sur les marchés de gros.

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** a progressé de 413 millions d'euros. Ceci reflète les augmentations des tarifs réseaux d'août 2009, les recettes supplémentaires au titre des volumes (climat et hors climat) et l'augmentation des recettes d'interconnexions.

L'**EBE des activités non régulées** est en diminution de 11,2% (4,8% hors prolongation du dispositif TaRTAM). Cette évolution intègre l'effet du recul de la production nucléaire, la non reconduction des gains enregistrés en 2009 sur certains contrats long terme, ainsi que la dotation d'une provision liée à la prolongation du TaRTAM sur le second semestre 2010.

L'**EBE des activités réseaux**, en hausse de 33,3%, traduit d'une part la progression du chiffre d'affaires, et l'impact du coût des tempêtes, supérieur au premier semestre 2009 de 130 millions d'euros à celui du premier semestre 2010.

L'**EBE des activités insulaires** est stable.

6.1.7 Résultat d'exploitation

La contribution de la **France** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 3 672 millions d'euros, en baisse de 332 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009. Cette baisse reflète le gain réalisé en 2009 sur la cession des droits de tirage sur le barrage d'Emosson (+320 millions d'euros) dans le cadre de l'apport effectué à Alpiq, sans équivalent en 2010.

Le résultat d'exploitation est en diminution de 1,7% hors prolongation du dispositif TaRTAM.

6.2 Royaume-Uni

En millions d'euros	1er semestre 2010	1er semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	5 640	5 851	(211)	(3,6)	(5,5)
EBE	1 601	1 589	12	0,8	(2,1)
Résultat d'exploitation	802	932	(130)	(13,9)	

Le segment **Royaume-Uni** intègre depuis le 5 janvier 2009 la contribution de British Energy aux comptes du Groupe. **EDF Energy** se compose désormais de quatre branches opérationnelles, qui regroupent respectivement les activités Réseaux, les activités Production et Commercialisation, la branche Nucléaire Existant issue de British Energy et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni.

Les performances opérationnelles de la branche Nucléaire Existant ont été caractérisées au premier semestre 2010 par une diminution de la production nucléaire (24,8 TWh au premier semestre 2010, contre 27,3 TWh au premier semestre 2009).

La centrale thermique à charbon d'Eggborough appartenant à la branche Nucléaire Existant a été cédée le 31 mars 2010 conformément aux accords d'acquisition de British Energy.

6.2.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 5 640 millions d'euros, en baisse de 3,6% et en diminution organique de 5,5% hors effet change et effet de changement de périmètre lié à la cession de la centrale d'Eggborough. Cette baisse provient, d'une part, de l'activité commerciale et, d'autre part, de l'activité Nucléaire Existant :

- l'activité commerciale de la branche production-commercialisation est marquée pour l'électricité par une baisse des prix de vente contractuels aux entreprises et la baisse de 8,8% en mars 2009 des tarifs pour les clients domestiques. L'activité gaz en revanche reste globalement stable, la baisse des tarifs aux clients domestiques (de plus de 6% en octobre 2009 et 3,6% le 26 mars 2010) étant compensée par des volumes plus élevés,

- l'activité Nucléaire Existant diminue en raison de la baisse de la production et des prix de gros.

Le chiffre d'affaires des activités Réseaux est stable par rapport au premier semestre 2009.

6.2.2 EBE

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 601 millions d'euros au premier semestre 2010, en hausse de 0,8%, et en diminution organique de 2,1%²⁴.

Les activités Production et Commercialisation sont en croissance significative, la baisse du chiffre d'affaires étant plus que compensée par la diminution des prix d'achat de l'énergie et des combustibles et par la réduction du risque sur les créances douteuses.

L'activité Nucléaire Existant est en recul, pénalisée par la baisse de la production nucléaire (-2,5 TWh), notamment liée à un arrêt fortuit de la centrale de Sizewell. Elle bénéficie néanmoins de coûts d'approvisionnement en baisse et de l'impact de la cession de la centrale d'Eggborough.

L'EBE de l'activité Réseaux est en légère baisse, par rapport au premier semestre 2009, en raison de moindres revenus des raccordements (sans impact sur le résultat d'exploitation).

6.2.3 Résultat d'exploitation

La contribution du **Royaume-Uni** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 802 millions d'euros au premier semestre 2010, en baisse de 13,9%. Celle-ci résulte principalement de l'impact positif, au premier semestre 2009, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading (115 millions d'euros au premier semestre 2009, contre -23 millions d'euros au premier semestre 2010).

²⁴ +1,7% de croissance organique en prenant en compte les conséquences sur le premier semestre 2009 des écritures définitives d'allocation du prix d'acquisition (PPA) de British Energy.

6.3 Allemagne

En millions d'euros	1er semestre 2010	1er semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	4 111	3 764	347	9,2	10,1
EBE	816	620	196	31,6	29,5
Résultat d'exploitation	604	464	140	30,2	

6.3.1 Chiffre d'affaires

La contribution d'**EnBW** au chiffre d'affaires du Groupe est en hausse de 347 millions d'euros (+9,2%) et, en croissance organique de 10,1%. La hausse concerne l'activité électricité.

L'impact du changement de périmètre défavorable de 32 millions d'euros est lié à la perte de chiffre d'affaires résultant de la cession de GESO le 31 mars 2010, qui est partiellement compensée par l'augmentation des participations dans les centrales de Lippendorf, Bexbach et Rostock.

La hausse des ventes d'électricité de 20% a principalement été réalisée sur le marché de gros (+18 TWh), grâce au développement des activités sur ces marchés liées notamment à l'intégration de nouvelles capacités de production en Allemagne, tandis que les volumes sur les clients finaux diminuent du fait d'une concurrence accrue. Les effets prix restent favorables, notamment pour les ventes aux particuliers.

Le chiffre d'affaires dans l'activité gaz recule en raison d'effets prix défavorables conjugués à des pertes de volumes sur le segment des redistributeurs.

6.3.2 EBE

La contribution d'**EnBW** à l'EBE du Groupe est en progression de 196 millions d'euros, soit 31,6%. La croissance organique est de 29,5%.

L'amélioration de l'EBE dans l'activité électricité résulte principalement de l'évolution favorable des activités régulées grâce à des recettes de péages des réseaux de transport et de distribution plus élevées, en prix comme en quantités transportées, ainsi qu'à de moindres charges relatives au coût des pertes et aux énergies renouvelables.

L'EBE de l'activité gaz est en retrait par rapport au premier semestre 2009 du fait de la pression accrue de la concurrence qui affecte les marges et les quantités et malgré l'augmentation des recettes de péages réseaux.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie du résultat de cession de GESO (74 millions d'euros) et d'une indemnité reçue suite à la résiliation anticipée d'un contrat par l'opérateur autrichien Tiwag (37 millions d'euros).

6.3.3 Résultat d'exploitation

La contribution d'**EnBW** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 604 millions d'euros, en hausse de 140 millions d'euros (+30,2%) par rapport à 2009.

Cette hausse intègre la progression de l'EBE. Celle-ci est partiellement compensée par l'impact défavorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading.

6.4 Italie

En millions d'euros	1er semestre 2010	1er semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	2 753	2 524	229	9,1	8,8
EBE	365	393	(28)	(7,1)	(7,4)
Résultat d'exploitation	147	147	0	0	

6.4.1 Chiffre d'affaires

La contribution de l'**Italie**²⁵ au chiffre d'affaires du Groupe est de 2 753 millions d'euros, en progression de 9,1% et en croissance organique de 8,8%.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** progresse de 253 millions d'euros (+11,2%), grâce à une augmentation de la demande dans l'activité d'électricité, ainsi que dans celle des hydrocarbures qui n'a toutefois pas retrouvé les niveaux d'avant la crise.

L'activité d'électricité connaît un effet volume positif résultant d'une hausse des ventes auprès des clients finaux et des grossistes, partiellement compensé par un effet prix négatif, conséquence de la baisse des prix de marché.

Dans l'activité hydrocarbures, la croissance des volumes des ventes sur les marchés finaux a plus que compensé l'effet prix défavorable dû à la baisse des prix moyens des ventes du gaz.

Le chiffre d'affaires de **Fenice** est en baisse de 24 millions d'euros soit 9,1% (diminution organique de 11,7%) en raison notamment du transfert à Fiat sur le second semestre 2009 de contrats de fournitures d'énergie en application de nouvelles réglementations sur le gaz en Italie. Ce transfert, sans impact significatif sur la marge, est partiellement compensé par une évolution positive du volume d'activité.

6.4.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 365 millions d'euros, en recul de 7,1%, et de 7,4% à périmètre et change constants.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 305 millions d'euros en 2010 contre 352 millions d'euros en 2009, en baisse organique de 47 millions d'euros, soit -13,4%.

L'EBE de l'activité électricité²⁶ est en progression sous l'effet de la hausse des volumes vendus. Cette progression est néanmoins atténuée par la contraction des marges dans un contexte de baisse des prix de l'énergie.

La contribution des activités hydrocarbures²⁵ à l'EBE est en net recul par rapport au premier semestre 2009. Ces activités ont été fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finaux résultant de la hausse des coûts d'achat conjuguée à la baisse des prix de vente. Cet effet est partiellement compensé par la progression des activités d'exploration-production hors d'Italie, dont +28,9% de production gaz²⁷.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe s'élève à 58 millions d'euros en 2010, en augmentation de 17 millions d'euros par rapport à 2009. Cette évolution est liée notamment à la progression des services énergétiques et environnementaux.

6.4.3 Résultat d'exploitation

La contribution de l'**Italie** au résultat d'exploitation du Groupe reste stable à 147 millions d'euros. Malgré la diminution de l'EBE, le résultat d'exploitation reste inchangé par rapport au premier semestre 2009. Edison bénéficie en effet d'une moindre charge d'amortissements liée à une baisse des dépenses d'exploration.

²⁶ L'effet des couvertures gaz et change associées aux ventes d'électricité est reclassé dans les ventes d'électricité.

²⁷ Notamment sous l'effet de l'exploitation du champ gazier d'Aboukir.

²⁵ Groupe Edison et Fenice.

6.5 Autre International

En millions d'euros	1er semestre 2010	1er semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	3 457	1 557	1 900	122,0	(0,8)
EBE	602	295	307	104,1	19,0
Résultat d'exploitation	(633)	191	(824)	n.s.	

Le segment Autre International regroupe principalement les autres activités européennes (au Benelux, y compris SPE détenue par EDF à 63,5%, et dans les pays d'Europe centrale et orientale), les activités en Asie (Chine, Vietnam et Laos), la centrale thermique de Norte Fluminense au Brésil et les activités nucléaires aux Etats-Unis via la participation dans Constellation Energy Nuclear Group (CENG) détenue par EDF à hauteur de 49,99%.

6.5.1 Chiffre d'affaires

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 3 457 millions d'euros au premier semestre 2010, en augmentation de 1 900 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009. Celle-ci résulte essentiellement des effets de périmètre (+1 777 millions d'euros) concernant principalement SPE ainsi que CENG, et le changement de méthode de consolidation d'ESTAG²⁸. Les effets de change favorables sont de 136 millions d'euros. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en baisse organique de 0,8% par rapport au premier semestre 2009, localisée principalement en Belgique et au Brésil.

Dans les pays d'Europe centrale et orientale, le chiffre d'affaires est stable avant la prise en compte de l'effet de change fortement positif en Pologne et en Hongrie.

En **Pologne**, la croissance organique (+10,8%) résulte principalement d'une croissance des volumes liée aux températures froides sur le premier semestre 2010, dans un contexte de prix de vente d'électricité en baisse. La baisse du chiffre d'affaires en **Hongrie** et en

Slovaquie reflète également des prix d'électricité en recul.

Les activités des autres pays d'Europe (Belgique, Pays-Bas, Suisse, Autriche) comprennent celles de SPE depuis le 26 novembre 2009 et d'ESTAG depuis le 1^{er} juillet 2009. Hors effet de périmètre, l'évolution organique est de -16,8% et résulte notamment de la baisse des volumes d'EDF Belgium.

En **Asie-Pacifique**, la croissance organique de +13,6% bénéficie des bonnes performances de Figlec (Chine) et Meco (Vietnam).

Le chiffre d'affaires du **Brésil** est en évolution organique de -14,5%, du fait d'une baisse des prix contractuels, indexés pour partie sur le dollar (déprécié par rapport au real brésilien). Cette baisse n'a qu'un effet négligeable sur la marge, compte-tenu des conditions contractuelles.

6.5.2 EBE

L'EBE du segment Autre International, hors effets de périmètre et de change, est en progression organique de 19%.

L'EBE dans les pays d'Europe centrale et orientale enregistre une croissance de 68 millions d'euros (+32,5%) qui inclut un impact favorable des taux de change. Hors effet de change, la croissance organique s'établit à +23%.

En **Pologne**, la croissance organique de l'EBE s'établit à 13,4%, grâce à la croissance des volumes de chaleur et d'électricité produits.

En **Hongrie**, l'EBE est en forte croissance organique (+55%), en particulier chez EDF Demasz dont les marges de commercialisation se sont rétablies en 2010.

²⁸ Passage de mise en équivalence à intégration proportionnelle en juillet 2009.

L'EBE des autres pays d'Europe (Belgique, Pays-Bas, Suisse, Autriche) augmente de 157 millions d'euros, suite à la consolidation de SPE ainsi qu'à la mise en service de la centrale à cycle combiné à gaz de SLOE aux Pays-Bas au second semestre 2009. En Belgique, les premiers résultats de SPE confirment la trajectoire que s'est fixée EDF avec un EBE du semestre de 113 millions d'euros reflétant une progression des résultats en gaz et en électricité. Chez EDF Belgium, la baisse des volumes a été plus que compensée par une diversification des modes d'approvisionnement et la maîtrise des coûts.

En **Asie-Pacifique**, l'EBE est en hausse organique de 4 millions d'euros au premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009, soit une croissance de +7,4%.

Le **Brésil** connaît une évolution organique de -2,9% de son EBE, en raison de l'augmentation des frais de maintenance liés à la saisonnalité des arrêts de production.

6.5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 824 millions d'euros par rapport au premier semestre 2009.

Le principal élément de variation concerne une provision pour risques relative aux activités aux Etats-Unis, dans le cadre du partenariat avec Constellation Energy Group.

Au 30 juin 2010, de nouveaux éléments ou perspectives ont été pris en compte pour évaluer les risques sur les investissements réalisés dans le cadre de cette coopération :

- les conditions de marché reflétées par les perspectives à court et long terme d'évolution des prix de l'énergie aux Etats-Unis sont moins favorables et pèsent ainsi sur la rentabilité

attendue des actifs existants de CENG comme du nouveau nucléaire,

- compte tenu de ces nouveaux éléments et perspectives, à ce stade, un seul projet est en développement.

Prenant en considération l'ensemble de ces nouveaux éléments et perspectives, EDF a constitué en conséquence une provision pour risques de 1 060 millions d'euros, en contrepartie d'une charge comptabilisée en résultat en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Cette provision couvre les risques de perte de valeur des actifs de CENG, de l'investissement dans Unistar ainsi que certains coûts futurs et risques du projet, EDF maintenant sa volonté de poursuivre les études en vue du développement d'un nouveau réacteur sur le site de Calvert Cliffs.

L'évaluation définitive de cette provision et son affectation aux différents actifs et passifs correspondants seront effectuées à la suite de la finalisation des travaux en cours sur l'allocation finale du prix d'acquisition de CENG à l'occasion de la clôture des comptes au 31 décembre 2010.

Les autres éléments constitutifs de la variation du résultat d'exploitation sont la hausse de l'EBE et l'impact favorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading liées à SPE. Elles sont partiellement compensées par l'accroissement des dotations aux amortissements, suite aux acquisitions de SPE et CENG.

6.6 Autres activités

En millions d'euros	1er semestre 2010	1er semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	2 637	2 808	(171)	(6,1)	(4,2)
EBE	958	1 082	(124)	(11,5)	(11,3)
Résultat d'exploitation	697	1 046	(349)	(33,4)	

Les Autres activités regroupent notamment EDF Energies Nouvelles, EDF Trading, 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 2 637 millions d'euros, en diminution de 171 millions soit 6,1%, et en recul organique de 4,2% par rapport au premier semestre 2009, en raison principalement de l'activité d'EDF Trading.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**²⁹ est en diminution organique de 260 millions d'euros (-37,1%). Ce niveau de performance en net retrait par rapport au premier semestre 2009 s'explique par une forte dégradation des conditions de marché. La crise financière en Europe a eu des répercussions sur les marchés des commodités, fortement perturbés depuis début mai 2010 par des décorrélatons entre commodités ainsi que des comportements d'acteurs déconnectés des fondamentaux.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse de 31,3% par rapport au premier semestre 2009 grâce au dynamisme de l'activité Production éolienne et solaire, qui a bénéficié des nombreuses mises en service effectuées en 2009 et de celles intervenues principalement en Europe au premier semestre 2010.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 9 millions d'euros (+0,8%).

6.6.2 EBE

Les Autres activités contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 958 millions d'euros, en diminution de 124 millions par rapport au premier semestre 2009 et en évolution organique de -11,3%.

La baisse organique de l'EBE du segment résulte principalement de celle d'**EDF Trading**, en baisse de 41,8% par rapport au premier semestre 2009. Au premier semestre 2010, l'EBE d'EDF Trading a atteint 331 millions d'euros.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** à l'EBE du Groupe est en progression organique de 19,2% par rapport au premier semestre 2009.

L'EBE de **Dalkia** est en croissance organique de 71 millions d'euros soit 48,3%, principalement du fait de la plus-value de la cession d'Usti en République tchèque.

6.6.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation diminue de 349 millions d'euros par rapport à 2009.

Cette évolution reflète principalement celle de l'EBE, ainsi que l'impact, favorable au premier semestre 2009, des ajustements liés aux variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading. Les amortissements augmentent également avec le développement de l'activité d'EDF Energies Nouvelles.

²⁹ Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

7 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

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

titres de 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	1er semestre 2010	1er semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	10 373	9 936	437	4,4
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 145)	(2 219)	1 074	
Frais financiers nets décaissés	(1 129)	(813)	(316)	
Impôt sur le résultat payé	(1 177)	(85)	(1 092)	
Autres éléments (1)	94	146	(52)	
Cash flow opérationnel (2)	7 016	6 965	51	0,7
Variation du besoin en fonds de roulement net (3)	783	232	551	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(5 903)	(5 481)	(422)	
Free cash flow	1 896	1 716	180	10,5
Actifs dédiés	(881)	0	(881)	
Investissements financiers nets	(22)	(12 293)	12 271	
Dividendes versés	(1 205)	(1 225)	20	
Autres variations (4)	195	33	162	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	(17)	(11 769)	11 752	ns
Effet de la variation du périmètre	(34)	710	(744)	
Effet de la variation de change	(1 359)	(1 283)	(76)	
Autres variations non monétaires (5)	(194)	27	(221)	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	(1 604)	(12 315)	10 711	ns
Endettement financier net ouverture	42 496	24 476		
Endettement financier net clôture	44 100	36 791		

(1) Correspond principalement aux dividendes reçus des entreprises associées

(2) 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. EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » pour évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur, appelé également « Funds from operations » (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement (tableau de flux de trésorerie) corrigé d'effets non récurrents et diminué des frais financiers nets et de l'impôt sur le résultat décaissés.

(3) 2010 : y compris l'avance Exeltium encaissée pour 1 747 millions d'euros fin avril 2010

(4) Principalement participations reçues sur biens en concession et subventions d'investissements

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

7.1 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 44 100 millions d'euros au 30 juin 2010. Il s'élevait de 42 496 millions d'euros au 31 décembre 2009 et augmente ainsi de 1 604 millions d'euros sur le premier semestre 2010.

Le Groupe a dégagé un free cash flow de 1 896 millions d'euros. Celui-ci intègre des investissements opérationnels nets de cessions de 5 903 millions d'euros autofinancés par le cash flow opérationnel (7 016 millions d'euros) et une variation de BFR favorable de 783 millions d'euros.

La dotation aux actifs dédiés s'élève à 881 millions d'euros. Au premier semestre 2009, la dotation était suspendue.

Les dividendes versés en numéraire (1 205 millions d'euros) correspondent au solde du dividende 2009 pour 1 109 millions d'euros et aux dividendes versés aux minoritaires pour 96 millions d'euros. En 2009, les dividendes versés étaient de 1 225 millions d'euros.

L'endettement financier net reste stable avant effet de change.

L'effet de change suite à l'appréciation du dollar et de la livre sterling par rapport à l'euro³⁰ a un impact défavorable de 1 359 millions d'euros dans l'évolution de l'endettement financier net du Groupe.

7.2 Cash flow opérationnel et free cash flow

Le **cash flow opérationnel** s'élève à 7 016 millions d'euros au premier semestre 2010 contre 6 965 millions d'euros au premier semestre 2009, soit une légère progression de 0,7%.

Cette évolution intègre d'une part l'évolution de l'EBE (+437 millions d'euros) et de la neutralisation des éléments non monétaires (en baisse de 1 074 millions d'euros), et d'autre part l'impact négatif des augmentations

de l'impôt payé sur le résultat³¹ (+1 092 millions d'euros), et des frais financiers décaissés (+316 millions d'euros).

La variation des éléments non monétaires de l'EBE correspond notamment à la neutralisation de la provision TaRTAM (dotation nette de 265 millions d'euros pour la prolongation du dispositif jusqu'à fin 2010 et la reprise de provision plus faible qu'en 2009 de 336 millions d'euros) et à la moindre reprise des provisions d'EDF Energy pour 261 millions d'euros.

Le **free cash flow** s'élève au premier semestre 2010 à 1 896 millions d'euros contre 1 716 millions d'euros au premier semestre 2009.

7.3 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'inscrit en baisse de 783 millions d'euros sur le semestre. La France, l'international³² et les Autres activités contribuent à cette amélioration, leurs besoins en fonds de roulement diminuent respectivement de 359, 341 et 83 millions d'euros.

En **France**, la baisse du BFR (359 millions d'euros) s'explique principalement par l'encaissement de la première avance liée au contrat avec le consortium Exeltium, pour 1 747 millions d'euros, qui compense la baisse des dettes fournisseurs due à la saisonnalité des achats (-970 millions d'euros) et l'augmentation de la créance liée à la CSPE (-541 millions d'euros).

A l'**International**, le BFR diminue de 341 millions d'euros. Cette variation s'explique notamment par la baisse des créances clients au Royaume-Uni (388 millions d'euros), principalement due à un effet de saisonnalité.

Sur le segment **Autres activités**, la baisse de 83 millions d'euros du BFR résulte principalement de la diminution du besoin en fond de roulement d'EDF Energies Nouvelles (235 millions d'euros). Cette amélioration est compensée par la hausse du BFR d'EDF

³⁰ Appréciation de 17% du dollar face à l'euro : 31 décembre 2009 0,6942 €/€ ; 30 juin 2010 0,8149 €/€. Appréciation de 9% de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2009 1,1260 €/€ ; 30 juin 2010 1,2233 €/€.

³¹ Provenant principalement de la restitution en 2009 des excédents d'acomptes de l'exercice précédent.

³² Royaume-Uni, Allemagne, Italie et Autre International.

Trading (-201 millions d'euros) due à la variation défavorable des décaissements nets liés aux appels de marges.

7.4 Investissements opérationnels (Capex bruts) en croissance de 7,7%

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 5 993 millions d'euros, en augmentation de 428 millions d'euros (+ 7,7% par rapport au premier semestre 2009).

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	1 ^{er} semestre 2009	Variation en valeur	Variation en %
Activités de réseaux	1 726	1 539	187	12,2
Non régulé	1 742	1 630	112	6,9
Activités insulaires	233	239	(6)	(2,5)
France	3 701	3 408	293	8,6
Royaume Uni	894	969	(75)	(7,7)
Allemagne	265	222	43	19,4
Italie	213	267	(54)	(20,2)
Autre International	256	135	121	89,6
International	1 628	1 593	35	2,2
Autres activités	664	564	100	17,9
Investissements opérationnels (Capex bruts)	5 993	5 565	428	7,7

Les investissements opérationnels augmentent dans la plupart des zones géographiques par rapport au premier semestre 2009 à l'exception du Royaume-Uni et de l'Italie. Près de 70% de cette augmentation est localisée en France.

L'augmentation en **France** est de 293 millions d'euros soit +8,6%. Pour les activités de réseaux, elle concerne notamment les investissements de raccordement, liés en particulier au développement des énergies renouvelables. Pour les activités non régulées, l'augmentation provient essentiellement du domaine nucléaire avec la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et l'accélération par rapport à 2009 du programme de remplacement des générateurs de vapeur. Les investissements de développement de capacité du semestre concernent le thermique à flamme (TAC³³ de Montereau, CCGT³⁴ de Martigues et de Blenod). Les investissements de maintenance intègrent notamment la poursuite des programmes de fiabilisation du parc nucléaire et hydraulique (Superhydro et RenouvEau).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels s'élèvent à 894 millions d'euros au premier semestre 2010, et sont en baisse par rapport au premier semestre 2009 (-75 millions d'euros). Cette diminution s'explique notamment par l'achat en 2009 de terrains pour le programme nucléaire au Royaume-Uni sans équivalent en 2010. Les investissements au premier semestre 2010 concernent pour plus de la moitié l'activité régulée du réseau de distribution à laquelle s'ajoutent la construction de la centrale à cycle combiné de West Burton B ainsi que les investissements dans le nucléaire.

En **Allemagne**, les investissements opérationnels s'élèvent à 265 millions d'euros à fin juin 2010 en quote-part EDF, représentant une augmentation de 19,4% par rapport à fin juin 2009. Les investissements du semestre concernent principalement la poursuite des projets de construction de la centrale à charbon RDK8 à Karlsruhe et la centrale hydroélectrique à Rheinfelden, le projet de stockage d'Etzel, ainsi que le développement de la centrale d'Eisenhüttenstadt.

³³ Turbine à combustion.

³⁴ Cycles combinés turbine à gaz.

En Italie, les investissements opérationnels du premier semestre 2010 sont inférieurs à ceux du premier semestre 2009. Ils s'élèvent à 156 millions d'euros chez Edison. Les principaux investissements concernent en 2010 le développement de centrales thermoélectriques en Italie et en Grèce (Thisvi), de parcs d'énergies renouvelables, des activités de forage et d'expansion de plate-formes dans la concession d'Aboukir en Egypte et dans des plate-formes *off-shore* en Croatie ainsi qu'une acquisition immobilière située à Milan.

Les investissements de Fenice pour 57 millions d'euros en 2010 sont en diminution de 34% par rapport au premier semestre 2009 notamment en raison d'une réduction des investissements dans la cogénération en Italie.

Dans le segment **Autre International** les investissements opérationnels sont en augmentation au premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009 (+90%), en raison de l'intégration de SPE en Belgique et de CENG aux Etats-Unis.

Enfin, les investissements du segment **Autres activités** sont également en augmentation (+17,9%) par rapport au premier semestre 2009 avec des investissements d'EDF Energies Nouvelles qui s'élèvent à 529 millions d'euros sur le premier semestre 2010.

7.5 Actifs dédiés et investissements financiers nets

Poursuite de la constitution d'actifs dédiés et développement du nucléaire à l'international.

Conformément à la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF poursuit la constitution d'actifs dédiés pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. La dotation de trésorerie pour le premier semestre 2010 s'établit à 881 millions d'euros. Au premier semestre 2009 la dotation était nulle, celle-ci ayant été interrompue entre septembre 2008 et juillet 2009.

Les investissements financiers nets hors dotation aux actifs dédiés sont de 22 millions d'euros, impactés par différents investissements de croissance externe pour un montant de 713 millions d'euros, notamment chez EnBW (principalement Rostock pour 148 millions d'euros en quote-part EDF), en Belgique (rachat de participation aux actionnaires minoritaires de SPE pour 215 millions d'euros) et en Chine (deuxième apport en capital au projet des deux EPR à Taishan pour 213 millions d'euros). Ils intègrent également les encaissements sur les cessions de la SNET en France (192 millions d'euros), des filiales de Dalkia en République Tchèque et en Irlande (160 millions d'euros), et de GESO en Allemagne (384 millions d'euros).

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 9.9 du Document de Référence 2009 et n'ont pas connu de changement significatif au cours du premier semestre 2010.

Les informations ci-dessous présentent les variations significatives intervenues au cours du premier semestre 2010 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 2010, les liquidités du Groupe s'élèvent à 13 234 millions d'euros contre

11 717 millions d'euros au 31 décembre 2009 et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 13 553 millions d'euros contre 10 039 millions d'euros au 31 décembre 2009.

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 2010 à plusieurs émissions d'emprunts obligataires décrites en section 2.2.6 du présent rapport semestriel d'activité.

La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 8,2 ans au 30 juin 2010 contre 7,4 ans au 31 décembre 2009, celle d'EDF à 9,5 ans contre 8,5 ans au 31 décembre 2009.

En complément des emprunts du Groupe de valeur nominale supérieure à 750 millions d'euros présentés dans la section 9.9.1 du Document de Référence 2009, les principaux emprunts contractés au cours du premier semestre 2010 présentent les caractéristiques suivantes :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Echéance	Devise	Montant (en millions)	Taux
Obligataire	EDF SA	Janvier 2010	2020	USD	1 400	4,60%
Obligataire	EDF SA	Janvier 2010	2040	USD	850	5,60%
Obligataire	EDF SA	Mars 2010	2017	CHF	400	2,25%
Obligataire	EDISON	Mars 2010	2015	EUR	500	3,25%
Euro Medium Term Note	EDF SA	Avril 2010	2030	EUR	1 500	4,625%
Obligataire	RTE	Juin 2010	2022	EUR	750	3,875%

Les crédits syndiqués à la disposition des différentes entités du Groupe n'ont fait l'objet d'aucun tirage durant le premier semestre 2010.

8.1.2 Notation financière

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du Groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch IBCA sont inchangées depuis le 31 décembre 2009.

Celles-ci figurent dans la section 9.9.1.2 du Document de Référence 2009 du Groupe.

8.1.3 Gestion du risque de change

La dette brute du Groupe au 30 juin 2010 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 49% en euros, 36% en livres sterling, 9% en dollars U.S. et le solde, s'élevant à 6% inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

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

30 juin 2010	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
En millions d'euros				
EUR	37 084	(8 871)	28 214	49%
USD	7 755	(2 391)	5 365	9%
GBP	7 785	12 865	20 649	36%
Autres devises	5 033	(1 603)	3 430	6%
TOTAL DES EMPRUNTS	57 657	-	57 657	100%

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères, ainsi que les swaps dollar US/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 2010.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 2010	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
En millions d'euros			
EUR	28 214	-	28 214
USD	5 365	536	5 901
GBP	20 649	2 065	22 714
Autres devises	3 430	343	3 773
TOTAL DES EMPRUNTS	57 657	2 945	60 602

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

Position des actifs nets

En millions de devises	Position nette après gestion (Actif)	Position nette après gestion (Actif)
	au 30 juin 2010	au 31 décembre 2009
USD	1 534	314
CHF (Suisse)	136	125
HUF (Hongrie)	38 755	24 884
PLN (Pologne)	1 101	1 295
GBP (Royaume-Uni))	4 074	3 683
BRL (Brésil)	684	654
CNY (Chine)	5 793	700

8.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

Au 30 juin 2010, la dette du Groupe après prise en compte des instruments de couverture se répartit en 86% à taux fixe et 14% à taux variable, à comparer, respectivement, à 84% et 16% au 31 décembre 2009.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1% entraînerait une augmentation des

charges financières, au 30 juin 2010, d'environ 78 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable après couverture.

Le coupon moyen de la dette du Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,7% au 30 juin 2010 contre 4,4% au 31 décembre 2009.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1% du taux d'intérêt au 30 juin 2010.

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

30 juin 2010	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1% des taux d'intérêt
En millions d'euros				
A taux fixe	49 044	788	49 832	-
A taux variable	8 613	(788)	7 825	78
TOTAL DES EMPRUNTS	57 657	-	57 657	78

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 relatif à la couverture des engagements nucléaires d'EDF est présentée ci-dessous 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 à hauteur de 29,6% en actions au 30 juin 2010, soit un montant actions de 1 992 millions d'euros.

Au 30 juin 2010, 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 40% en actions, ce qui représente un montant actions de 991 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2010, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 34% en actions, soit un montant de 962 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 ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Au 30 juin 2010, les placements liquides corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme d'EDF représentent un montant de 78 millions d'euros et leur volatilité est estimée à 5,8% (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 4,5 millions d'euros.

Au 30 juin 2010, la valeur boursière du portefeuille des actifs dédiés s'élève à 12 258 millions d'euros contre 11 441 millions d'euros au 31 décembre 2009.

	30/06/2010		Performance au 30 juin 2010		31/12/2009		Performance au 31 déc 2009	
	Valeur boursière en millions d'euros	Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾	Valeur boursière en millions d'euros	Portefeuille	Indice de référence ⁽²⁾		
S/portefeuille Actions	5 576	+0,44%	-1,18%	4 939	+28,06%	+25,94%		
S/portefeuille Taux	6 681	+2,54%	+2,24%	6 501	+5,40%	+4,35%		
S/portefeuille Trésorerie	1	-	-	1	+0,83%	+0,73%		
TOTAL PORTEFEUILLE DEDIE	12 258⁽³⁾	+1,52%	+0,64%	11 441⁽³⁾	+13,07%	+15,10%		

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

(2) 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

(3) La valeur boursière du portefeuille intègre les opérations de couverture de change, en addition à la valeur de réalisation présentée dans la note 24.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010.

Titres de participation directe

Au 30 juin 2010, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 374 millions d'euros. La volatilité est estimée à 45,7% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 30 juin 2010, la participation d'EDF dans Areva s'élève à 293 millions d'euros. La volatilité est estimée à 32,6% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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

Composition et performance du portefeuille

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 30 juin 2010 et 31 décembre 2009 est la suivante :

	30/06/2010	31/12/2009
Placements en actions	45,5%	43,2%
Placements obligataires	54,5%	56,8%

Au cours du premier semestre 2010, 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 en liaison avec la crise grecque pour rebondir ensuite, puis baisser de nouveau en mai et juin 2010. 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 5 576 millions d'euros à fin juin 2010. 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 hedgé. Cette volatilité s'établit à fin juin 2010 à 15,40% 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 859 millions d'euros.

A fin juin 2010, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 681 millions d'euros) s'établit à 4,48, 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 299 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres. La sensibilité était de 4,29 à fin décembre 2009.

Afin de réduire la volatilité de son portefeuille d'actifs dédiés en cours de constitution, EDF envisage d'investir dans des infrastructures dont les dividendes réguliers permettraient de faire face aux passifs à très long terme.

C'est dans ce cadre qu'EDF étudie la possibilité d'affecter 50% du RTE aux actifs dédiés. Cette affectation ne changerait rien au fait que le RTE serait détenu à 100% par le groupe EDF. Elle permettrait de confirmer le modèle intégré du groupe EDF.

Aucune assurance ne peut être donnée à ce jour quant à l'aboutissement de ce projet actuellement à l'étude.

8.1.7 Gestion du risque de contrepartie / crédit

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin mars 2010. Les principales contreparties pour les activités du Groupe restent à 90 % de classe « investment grade ». Cette valeur est stable par rapport à celle issue de la consolidation de décembre 2009.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Non noté	Total
<i>au 30/03/2010</i>	6%	22%	57%	5%	1%	0%	0%	9%	100%
<i>au 31/12/2009</i>	6%	23%	57%	5%	0%	0%	0%	9%	100%

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	IPP ³⁵	Achats et trading d'énergie	Total
<i>au 30/03/2010</i>	5%	41%	6%	39%	2%	7%	100%
<i>au 31/12/2009</i>	6%	44%	5%	37%	2%	6%	100%

³⁵ Industrial PowerPlants.

8.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2009.

Les principes de gestion des risques marchés énergies n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2009 et sont exposés à la section 9.9.2.3 du Document de Référence 2009.

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

Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe évoqués ci-dessus ne sont pas remis en cause par l'acquisition de CENG et d'une part majoritaire de SPE dont les intégrations sont en cours.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs des indicateurs de risques qui encadrent l'engagement d'EDF Trading sur les marchés sur le premier semestre 2010 et le deuxième semestre 2009 :

En millions d'euros	1 ^{er} semestre 2010	2 ^{ème} semestre 2009
Limite VaR (97,5 % un jour)	45	48
Limite stop-loss	70	70
Min VaR	6,9	8,6
VaR moyenne	14,8	14,0
Max VaR	23,0	22,1

Les *stop-loss* n'ont pas été activés au cours du premier semestre 2010.

9 Provisions

Le tableau ci-dessous synthétise la situation des provisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 30 juin 2010 et au 31 décembre 2009 :

En millions d'euros	30 juin 2010	31 décembre 2009
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 225	11 147
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 533	7 426
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 758	18 573
Provisions pour déconstruction des centrales	18 243	17 320
Provisions pour derniers cœurs	3 219	3 033
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21 462	20 353
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	13 304	13 118
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 145	1 131
Provisions pour avantages du personnel	14 449	14 249
Autres provisions	5 689	4 817
Total provisions	60 358	57 992

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la note 27 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010.

Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF (hors EnBW) :

En millions d'euros	30 juin 2010	31 décembre 2009
EDF : Actifs dédiés	12 268	11 436
British Energy: Actifs à recevoir du NLF et du gouvernement britannique	7 096	6 399
Autres	493	432
Total des éléments de Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du Groupe (hors EnBW)	19 857	18 267

10 Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles recensées par le Groupe au 30 juin 2010, dont celles qui ne sont pas inscrites à son bilan (engagements hors bilan) :

En millions d'euros	30 juin 2010			
	Total	Echéances à moins d'un an	Echéances de un à cinq ans	Echéances à plus de cinq ans
Dettes à long terme ⁽¹⁾	57 657	7 359	19 697	30 601
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 322	271	1 012	39
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽²⁾	5 516	3 407	1 659	450
Engagements sur commandes d'immobilisations	11 347	5 172	5 855	320
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	3 956	1 099	2 273	584
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation ⁽³⁾	22 141	9 949	10 799	1 393
Sûretés réelles d'actifs	3 205	207	1 411	1 587
Garanties sur emprunts	333	53	19	261
Autres engagements donnés liés au financement	180	107	39	34
Engagements donnés liés au financement ⁽⁴⁾	3 718	367	1 469	1 882
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	4 454	1 895	2 522	37
Autres engagements donnés liés aux investissements	171	101	70	-
Engagements donnés liés aux investissements ⁽⁵⁾	4 625	1 996	2 592	37

(1) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010, note 29.2

(2) Hors matières premières et énergie

(3) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010, note 10.3

(4) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010, note 29.5

(5) Voir comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2010, note 24.3

11 Événements postérieurs au 30 juin 2010

L'information sur les événements postérieurs à la clôture figure en note 35 de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2010.

12 Opérations avec les parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2009. 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.

13 Principaux risques et incertitudes pour le second semestre 2010

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 2009.

Le Groupe présente les principaux risques et incertitudes auxquels il estime être confronté dans la partie 4.2 de son Document de Référence 2009.

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 2010, et le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

Les litiges du Groupe EDF sont présentés dans la partie 20.5 de son Document de Référence. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au Document de Référence 2009.

14.1 REE

EDF et Red Electrica de Espana (REE) avaient conclu au début des années 1990 des contrats portant sur la mise à disposition d'une production d'énergie sur l'interconnexion France-Espagne. Ces contrats ont bénéficié depuis leur signature d'une priorité d'accès à l'interconnexion qui a ultérieurement été déclarée contraire au droit européen par la Cour de Justice des Communautés Européennes dans son Arrêt du 7 juin 2005.

La Commission Européenne a enjoint les régulateurs nationaux de supprimer les droits d'accès prioritaires à l'interconnexion et de mettre en place, pour toutes les transactions, un mécanisme d'enchères pour l'acquisition de ces droits. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) s'est conformée à cette injonction par une décision du 1^{er} décembre 2005.

EDF et REE qui devaient alors s'entendre sur les conditions de prélèvement de l'énergie et sur l'acquisition des droits d'accès à l'interconnexion pour que REE puisse l'importer en Espagne sont parvenus à un accord à partir de juin 2006, mais n'ont pu s'entendre pour les premiers mois de l'année 2006.

REE a initié une procédure d'arbitrage international à l'encontre d'EDF et EDF Trading, notifiée par la Chambre de Commerce Internationale (CCI) le 13 juin 2007, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice qu'elle allègue. EDF a fait état également du préjudice que lui a causé REE durant cette période.

Le Tribunal Arbitral a rendu une sentence partielle le 29 mai 2008 mettant, notamment, hors de cause EDF Trading.

Le 12 octobre 2009, le Tribunal arbitral a rendu une sentence qui a fait l'objet d'une requête en rectification sur laquelle le Tribunal arbitral a statué le 23 février 2010.

Les termes de la sentence rectifiée, devenue maintenant définitive en l'absence de recours, ont été acceptés par EDF et REE.

14.2 Alcan Saint Jean De Maurienne

Le 31 décembre 1985, EDF, Pechiney (devenue Alcan France) et Aluminium Pechiney ont signé un contrat de fourniture d'énergie (2 TWh) destiné en priorité à la fourniture de l'usine Pechiney d'aluminium primaire de Saint-Jean-de-Maurienne, aux termes duquel EDF s'engage à fournir des volumes d'électricité, à un prix déterminé. La durée du contrat a été modifiée par avenants ; le contrat expire le 31 décembre 2012 pour le site de Saint-Jean-de-Maurienne.

Suite à divers courriers d'Alcan France demandant une prolongation du contrat, Alcan France et Aluminium Pechiney ont signifié à EDF le 2 août 2007 une assignation à comparaître devant le Tribunal de Commerce de Paris le 21 septembre 2007 pour une première audience de procédure. Après plusieurs reports, les plaidoiries ont été fixées au 26 octobre 2009. Par décision rendue lors de son audience du 18 janvier 2010 le Tribunal de Commerce a intégralement rejeté les demandes d'Alcan.

Alcan a fait appel de cette décision le 19 mars dernier.

14.3 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.

Le 16 avril 2010, l'Autorité de la concurrence a rejeté la plainte d'Euro Power Technology qui a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris.

15 Perspectives financières 2010

Les principaux enjeux du second semestre pour EDF concernent la performance industrielle du Groupe, la réforme en cours de l'organisation du marché de l'électricité en France et la finalisation de sa vision stratégique à moyen terme.

Les résultats du premier semestre permettent au Groupe de confirmer ses objectifs financiers pour 2010 :

- croissance organique de l'EBE 2010³⁶ comprise entre 3% et 5%,
- ratio endettement financier net/EBE compris entre 2,5 et 3,
- stabilité du dividende.

³⁶ EBE à périmètre et taux de change constants et avec une fin du dispositif TaRTAM au 30 juin 2010.